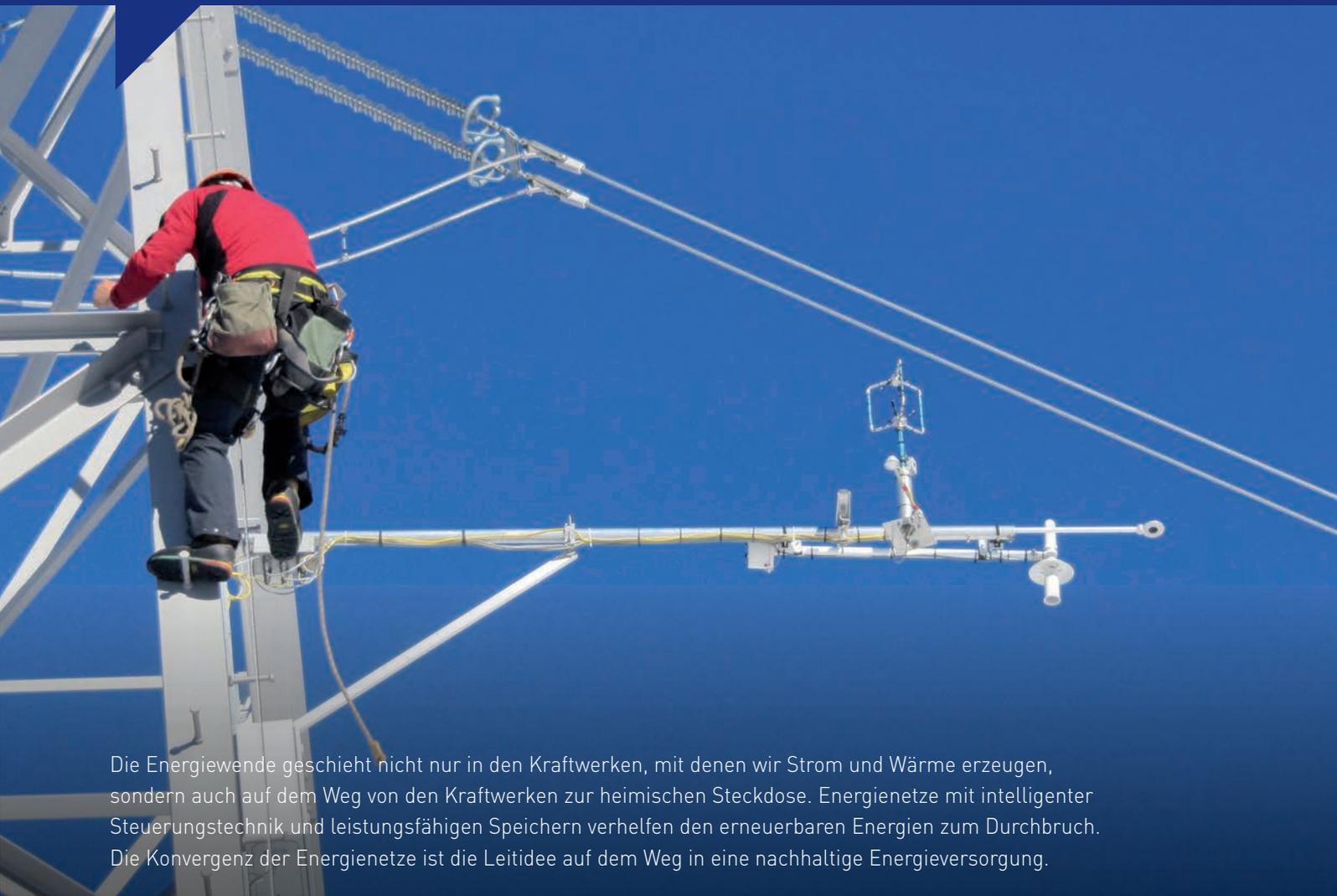


## Intelligente Netze und Speicher

Energienetze wachsen zusammen



Die Energiewende geschieht nicht nur in den Kraftwerken, mit denen wir Strom und Wärme erzeugen, sondern auch auf dem Weg von den Kraftwerken zur heimischen Steckdose. Energienetze mit intelligenter Steuerungstechnik und leistungsfähigen Speichern verhelfen den erneuerbaren Energien zum Durchbruch. Die Konvergenz der Energienetze ist die Leitidee auf dem Weg in eine nachhaltige Energieversorgung.

In Zusammenarbeit mit

|   |           |
|---|-----------|
| • <b>Energienetze</b><br>wachsen zu einem neuen Energiesystem zusammen.   | <b>4</b>  |
| • <b>Dezentrale Produktion</b><br>schafft eine sichere, zuverlässige und breit abgestützte Energieversorgung.               | <b>6</b>  |
| • <b>Netzkonzergenz</b><br>verknüpft die Energienetze von Städten und Gemeinden zu einem integrierten Ganzen.               | <b>8</b>  |
| • <b>Lokale Smart Grids</b><br>sind die ideale Ergänzung zur dezentralen Energieproduktion.                                 | <b>10</b> |
| • <b>Intelligente Netzsteuerung</b><br>macht aus einem Kühlhaus auch eine Batterie.   | <b>12</b> |
| • <b>Intelligente Stromzähler</b><br>helfen, Energie zu sparen und erneuerbaren Strom bewusst zu nutzen.                    | <b>14</b> |
| • <b>Power-to-Gas</b><br>macht Wind- und Solarstrom jederzeit verfügbar.  | <b>16</b> |
| • <b>Fernwärmenetze</b><br>sichern die Versorgung mit erneuerbarer Wärme.   | <b>18</b> |
| • <b>Moderne Stromnetze</b><br>sind eine Voraussetzung für den Umbau des Energiesystems.                                    | <b>20</b> |
| • <b>Acht Modernisierungs- und Ausbauprojekte</b><br>leisten einen Beitrag zur Sicherung der schweizweiten Stromversorgung. | <b>22</b> |
| • <b>Pumpspeicherkraftwerke</b><br>können ein neues Geschäftsmodell als grüne Batterie Europas sein.                        | <b>24</b> |
| • <b>Batteriespeicher</b><br>entlasten die Stromnetze.  | <b>26</b> |
| • <b>Neue Speichertechnologien</b><br>speichern erneuerbare Energien über kurz oder lang.                                   | <b>28</b> |
| • <b>Transnationale Netze</b><br>sind die Basis für eine nachhaltige Energieversorgung in Europa.                           | <b>30</b> |
| • <b>Ausbaukosten</b><br>für leistungsfähige Netze sinken dank innovativer Technologien.                                    | <b>32</b> |
| • <b>Genehmigungs- und Bewilligungsverfahren</b><br>werden für den Umbau des Energiesystems beschleunigt.                   | <b>34</b> |

**Herausgeber:**

AEE SUISSE Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz  
Falkenplatz 11, Postfach, 3001 Bern, www.aeesuisse.ch

**Text und Gestaltung:** cR Kommunikation AG unter Mitarbeit von Dr. Vogel Kommunikation

**Stand:** November 2013

**Titelbild:** Die Transportkapazität von Hochspannungsleitungen kann optimiert werden, wenn ihr Betrieb auf das aktuelle Wetter (Temperatur, Wind, Sonneneinstrahlung usw.) abgestimmt wird. Im Rahmen des Forschungsprojekts «Optimierung des Betriebs von Freileitungen aus meteorologischer Sicht» installieren Monteure am Messstandort Mittelplatten der Lukmanier-Leitung den Ausleger mit meteorologischen Messgeräten. Foto: U. Steinegger, Meteodat GmbH

Sämtliche Angaben wurden mit grösstmöglicher Sorgfalt erarbeitet und überprüft. Dennoch lassen sich in einer derart komplexen und sich rasch entwickelnden Materie Fehler nicht gänzlich vermeiden. In einem solchen Fall bitten wir um Verständnis und um einen Hinweis.

**Diese Broschüre wurde möglich dank der Unterstützung von EnergieSchweiz, Industrielle Werke Basel IWB, Regio Energie Solothurn, Schweizerischer Städteverband, Swisspower AG und Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG).**

**Unsere Welt wird nicht nur immer komplexer, sie wird auch immer vernetzter: im Verkehr, in der Kommunikation und eben in der Energieversorgung. Wie vernetzt sie schon heute ist und wie abhängig wir von diesen Netzen sind, wird uns meist erst dann bewusst, wenn eines – wenn auch nur für kurze Zeit – seinen Dienst verweigert.**

Mit dem beschlossenen Umbau unseres Energiesystems geraten nun auch Energienetze und -speicher verstärkt in den Fokus. Sie müssen mit neuer Technologie und viel Geld leistungsfähiger und flexibler gemacht werden, um mit den künftigen Anforderungen Schritt zu halten.

Eine, jedoch keineswegs die einzige, Anforderung ist der wachsende Anteil erneuerbarer, dezentral erzeugter und zunehmend auch vor Ort verbrauchter Energie. Wie viel Geld für die Modernisierung der Netze erforderlich ist, dafür werden unterschiedliche Zahlen umhergereicht. Es ist eine Herausforderung nicht nur für die Schweiz, sondern für ganz Europa und die restliche industrialisierte Welt, das Energiesystem für die Zukunft fit und für Mensch und Umwelt verträglich zu machen.

Doch zunehmend setzt sich die Einsicht durch, dass wir auch beim notwendigen Netzausbau nicht in den alten Mustern denken dürfen. Schon heute verfügen wir über die Technologien und

das Wissen, um von der Produktion bis zum Verbrauch den Umgang mit Energie intelligenter zu machen und den Anteil fossil-nuklearer Energieträger massiv zu reduzieren. Und laufend kommen neue Verfahren dazu. Dafür werden wir eine Energieversorgung erhalten, die die Bezeichnung «System» verdient. Noch halten wir viele lose Enden in der Hand. Doch der Umbau zu einem durchgängigen, intelligenten Energiesystem hat bereits begonnen. Das beweisen zahlreiche richtungsweisende Vorhaben zum Zusammenwachsen von Elektrizitäts-, Gas-, Wärme- und auch Telekommunikationsnetzen und zur Speicherung von Energie.

Um diesen Schritt zu machen, braucht es ausser viel Geld und Know-how vor allem eines: Verständnis und Akzeptanz für die Notwendigkeit und den besten Weg, um dieses neue Energiesystem zügig und mit grösstmöglicher Rücksicht auf die Interessen der Menschen und der Umwelt verwirklichen zu können. Entsprechend muss nicht nur unser Energiesystem intelligent werden, sondern auch unser Umgang mit Energie. Die AEE SUISSE wird diesen Umbau konstruktiv begleiten.



**Christoph Rutschmann**  
Präsident AEE SUISSE

# Energienetze

wachsen zu einem neuen Energiesystem zusammen.

Eine zukunftsgerichtete Energieversorgung braucht intelligente Netze und neue Energiespeicher. Zu diesem Zweck wachsen Strom-, Wärme- und Gasnetze in Städten und Gemeinden mehr und mehr zusammen. Das Zauberwort lautet: Konvergenz.

Wer ein Elektrovelo hat, kennt die Situation: Die Strasse steigt an, die Muskeln stossen an ihre Grenzen, der Elektromotor wird hochgeregelt und hilft einem über die nächste Anhöhe. Der Akku stellt die nötige Hilfsenergie bereit. Der Energiespeicher liefert genau so viel Energie wie erforderlich – das ist die Erfahrung des Velofahrers, und das ist ein Grundprinzip der künftigen Energieversorgung. Zwar sind keineswegs die erneuerbaren Energien der alleinige Grund für die notwendige Modernisierung der Netz- und Speicherinfrastruktur. Wir stellen jedoch heute die Weichen für unser künftiges Energiesystem. Dies erfordert innovative Technologien bei vertretbaren Kosten.

Der Ausbau der Netzinfrastruktur – sei es bei Strom, Wärme oder Gas – wirft gerade in Städten und Gemeinden brisante politische und raumplanerische Fragen auf. Die betroffenen Bürgerinnen und Bürger fordern Mitsprache, gefragt ist ein Ausgleich zwischen lokalen Interessen und Nutzen für die gesamte Gesellschaft. Ein tragfähiger rechtlicher Rahmen ist dafür die Voraussetzung, aber erst eine breite politische Debatte wird auch die Akzeptanz für die nötigen Ausbauprojekte im Zuge der Energiewende schaffen.

Eine zentrale Rolle beim Netzbau spielen Städte und Gemeinden. Üblicherweise betreiben

hier Querverbundunternehmen das Strom-, Gas- und Wärmenetz, einige auch die Wasserversorgung und die Entsorgung. In vielen Schweizer Städten entstehen zurzeit zudem leistungsfähige Glasfasernetze, die den Stadt- und Gemeindewerken ein Mittel zur Steuerung der Energienetze in die Hand geben. Die einzelnen Energie- und Kommunikationsnetze sind in aller Regel unabhängig voneinander gewachsen. Heute zeigt sich: In der Konvergenz lokaler Energienetze steckt ein grosses Potenzial zur Umsetzung einer nachhaltigen Energiepolitik.

Konvergenz bedeutet Zusammenwachsen. Das umfasst aktuell drei Entwicklungen:

- **Konvergenz dank Energiezentralen:** Früher sprach man von Kraftwerken, heute von Energiezentralen. Energiezentralen verbinden mehrere Energiearten. Bereits heute speisen die meisten Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) Warmwasser in ein Fern- oder Nahwärmenetz ein und produzieren gleichzeitig auch Strom. Sie sind das Vorbild für Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen unterschiedlicher Grösse und Bauart, die in der Energieproduktion mehr und mehr Fuss fassen. Oder für Abwasserreinigungsanlagen, die aus Klärgas Strom und Wärme produzieren. Für diesen Trend steht beispielhaft die Energiezentrale Bern-Forsthaus, die zugleich KVA, Holzheizkraftwerk und Gaskraftwerk ist. Die Energiezentrale erzeugt aus Abfall, Holz und Erdgas Strom, Dampf und Wärme.
- **Konvergenz dank Netzschnittstellen:** Netzkonvergenz im engeren Sinn bedeutet, dass Energienetze so miteinander verknüpft werden, dass



Elektrovelofahrer kennen den Nutzen von Stromspeichern aus eigener Erfahrung: Je nach Bedarf stellt der Akku unterhalb des Sattels die nötige Zusatzenergie bereit.

Energie von einem Netz in ein anderes transformiert werden kann. Dass also beispielsweise elektrische Energie über die sogenannte Power-to-Gas-Technologie in Gas umgewandelt und in das Gasnetz geleitet wird. Für eine solche Energieumformung zwischen den lokalen Strom-, Gas- und Wärmenetzen weisen heute viele Technologien grosses Potenzial auf. Ihr konsequenter Einsatz macht die Energienetze flexibler und schafft Speicherpotenzial zur Integration der erneuerbaren Energien.

- **Konvergenz dank Steuerungstechnik:** Über Kommunikationsnetze – Kabel-TV, Strom, Telefon, Glasfaser – lassen sich die Energienetze bzw. die daran angeschlossenen Konsumenten und dezentralen Produktionsanlagen steuern. Auf der Grundlage von intelligenten Stromzählern

(Smart Meter) können, in Kombination mit moderner Kommunikationstechnik, Netze hervorheben, die Energieproduzenten und -konsumenten neuartig verknüpfen (Smart Grids). Solche Smart Grids können ihrerseits eine Grundlage bieten für den Aufbau neuer Geschäftsmodelle im Energiebereich (Smart Markets).

Gerade die Schweizer Städte bzw. ihre Energieversorger stehen vor der Herausforderung, ihre Energienetze als Gesamtsystem zu konzipieren. Die Stadt St. Gallen setzt hier mit dem «Energiekonzept EnK<sup>3</sup> 2050», das neben Wärme und Elektrizität auch die Mobilität mit einbezieht, Massstäbe. Netzkonvergenz ist ein Grundpfeiler der künftigen Energieversorgung.

# Dezentrale Produktion

schaft eine sichere, zuverlässige und breit abgestützte Energieversorgung.

**Dezentralisierung ist Charakteristikum und Stärke der Energiewende zugleich: Statt Grossanlagen werden viele mittelgrosse und kleine Anlagen unser künftiges Energiesystem prägen.**

Noch vor wenigen Jahren wurde fast 100 Prozent des Schweizer Stroms in Grossanlagen wie Atom- und Wasserkraftwerken erzeugt, und ausländische Produzenten lieferten Öl und Gas. Dank erneuerbarer Energien sinkt diese Abhängigkeit. Ob mit Sonne, Wind oder Biomasse, zum Heizen oder für den Betrieb elektrischer Geräte, zur Einspeisung ins öffentliche Netz oder zum Eigenverbrauch – immer mehr Private, Unternehmen, Genossenschaften, Stadt- und Gemeindewerke erzeugen ihre Energie selbst.

## Ein neues, dezentrales Energiesystem

Ein dezentrales Energiesystem hat viele Vorteile: Das Klumpenrisiko für Fehlinvestitionen, Unfälle und Versorgungsengpässe sinkt. Der landesweite Kraftwerkspark wird stetig und nicht durch den langwierigen und teuren Ersatz einer Grossanlage optimiert. Dabei eröffnen kleine und mittelgrosse Anlagen vielen die Möglichkeit, selbst in die Modernisierung des Energiesystems zu investieren. In Deutschland sind nur fünf Prozent der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Besitz der vier grossen Stromkonzerne; der Hauptanteil entfällt auf Private, Gewerbe, Landwirte, Projektierer, Fonds und Banken sowie andere Energieversorger. Auch in der Schweiz vollzieht sich mit der Energiewende der Trend zur Dezentralisierung der Energieversorgung. Und weil nicht jedereineigene Anlage errichten kann, werden Energiegenossenschaften immer populärer. Alle zusammen schaffen zukunftssichere Arbeitsplätze und Einkommen in den Regionen. Und alles zu-

sammen erklärt die hohe Sympathie für die Erneuerbaren.

## Dezentralisierung schafft bessere Strukturen

Am offensichtlichsten vollzieht sich der Umbau des Energiesystems beim Strom. So stellen dezentrale Anlagen neue Anforderungen an das Stromnetz, den Kraftwerkspark und die Speicherinfrastruktur. Auch der Energiemarkt ist im Umbruch und wird von mehr Wettbewerb geprägt sein. Die Dezentralisierung ist somit auch eine Chance, veraltete Strukturen aufzubrechen. Die Kosten für diesen Umbau gehen nicht allein auf das Konto der Energiewende, das betont auch der Bundesrat. Die Ertüchtigung der Stromnetze wurde viele Jahre vernachlässigt und muss nun nachgeholt werden, um die Funktionsfähigkeit des heutigen Systems im internationalen Kontext und den Übergang in ein dezentrales Energiesystem zu garantieren. Dabei führt die Dezentralisierung nicht zwingend zu mehr Stromleitungen. Wird mehr Energie dort verbraucht, wo sie produziert wird, werden die Netze entlastet. Neue Laststeuerungs- und Speicherverfahren verstärken diesen Effekt. Mit exakteren Prognoseverfahren lässt sich zudem genauer vorhersagen, wo Wind und Sonne wie viel Strom liefern und wie hoch die Nachfrage sein wird.

## Wärme oder Strom? Beides!

Strom selbst zu produzieren und zu verbrauchen, ist eine relativ junge Entwicklung. Wärme dort zu erzeugen, wo sie gebraucht wird, ist hingegen so alt wie die Menschheit selbst. Neu sind jedoch innovative Verfahren, um den Energieverbrauch zu senken und fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ablösen. Allein die Sonne könnte 30 bis 60% des Wärmebedarfs in Wohngebäuden decken. Gemeinsam mit Holz, Umweltwärme und synthetischem



**Energie von oben** – in der ganzen Schweiz. 2012 erzeugten Sonne, Wind und Biomasse in dezentralen Erneuerbare-Energie-Anlagen rund 2000 GWh Strom, das sind 3 Prozent der Netto-Elektrizitätsproduktion (ohne Wasserkraft). Gemäss Energiestrategie des Bundesrats sollen es 2020 mindestens 4400 GWh, 2035 mindestens 14500 GWh und im Jahr 2050 mindestens 24200 GWh sein.

Erdgas wäre viel mehr möglich, auch in industriellen Prozessen. Dabei werden auch Wärmenetze bedeutsamer. Zusätzliches Potenzial liegt in kombinierten Verfahren. Zwar will der Bundesrat auf eine generelle Förderung für Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, die Wärme und Strom produzieren, verzichten. Aufgrund ihrer Eignung zur lokalen Netzstabilisierung sollen für kleine WKK-Anlagen jedoch unter bestimmten Voraussetzungen eine Teilbefreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe, eine Eigenverbrauchsregelung und eine Stromabnahmepflicht für Netzbetreiber gelten.

## Die beste Lösung überzeugt

Die Umstellung auf ein dezentrales Energiesystem ist mehr als eine technische Revolution. Stadt- und Gemeindewerke stellen sich schon heute auf den kommenden Markt ein, indem sie selbst Strom und Wärme aus erneuerbaren Quellen erzeugen, um Kunden, die ihren Anbieter künftig frei wählen dürfen, an sich zu binden. Doch bei allen guten Argumenten: Um viele zum Mitmachen zu bewe-

gen, muss die Politik gezielt Anreize setzen und für stabile und verlässliche Rahmenbedingungen sorgen. Für die Errichtung und den Betrieb von Erneuerbare-Energie-Anlagen ist das wirksamste und effizienteste Instrument heute die kostendeckende Einspeisevergütung. Sie garantiert die nötige Investitionssicherheit und stimuliert so nicht nur den Zubau, sondern fördert die Marktreife neuer Technologien und passt sich dabei dem technologischen Fortschritt an. Neue Instrumente wie Eigenverbrauchsregelung und Direktvermarktung können die KEV ergänzen, müssen sich jedoch noch einspielen und erfordern neue Technologien und Geschäftsmodelle. Der Investitionsrahmen muss einfach, verständlich und kalkulierbar bleiben und so für ein Signal für verlässliche Preise sorgen.

## Erneuerbare Energie-Anlagen

Die Vielfalt und Verbreitung dezentraler Erneuerbare-Energie-Anlagen zeigt auch die Website [www.hier-ist-energie.ch](http://www.hier-ist-energie.ch).

# Netzkonvergenz

verknüpft die Energienetze von Städten und Gemeinden zu einem integrierten Ganzen.

Die Konvergenz der Energienetze ist in aller Munde. Jetzt baut der Energieversorger der Stadt Solothurn eine Pilot- und Demonstrationsanlage, mit der Strom-, Gas- und Wärmenetz zusammenwachsen. Zentraler Nutzen des integrierten Energienetzes: Grüner Strom zum Beispiel aus Photovoltaik lässt sich bedarfsgerecht zwischenspeichern.

Regio Energie Solothurn ist – wie die Energieversorger vieler anderer Schweizer Städte – ein Querverbundunternehmen. Als solches betreibt Regio Energie Solothurn verschiedene Netze: ein Stromnetz, das die Stadt Solothurn erschliesst. Ein Gasnetz für 22 Gemeinden in der Region. Und seit einigen Jahren neu auch ein Fernwärmenetz, gespeist von einer Kehrichtverbrennungsanlage (KVA). Das Solothurner Stadtwerk hat das Wärmenetz im Jahr 2007 neu konzipiert. Seither wird die Erschliessung der Stadt intensiv vorangetrieben. Eine zweite Versorgungsleitung von der KVA ist im Bau.

## Energienetze wachsen zusammen

Strom-, Gas- und Wärmeleitungen durchziehen die Stadt. Ein Kreuzungspunkt der drei Netze liegt auf der Aarmatt in der Solothurner Nachbargemeinde Zuchwil. Hier will Regio Energie Solothurn mit einer Pilot- und Demonstrationsanlage aus mehreren Kraftwerken und Speichern im Alltag testen, wie sich Strom-, Gas- und Wärmenetz zu einer urbanen Energieinfrastruktur verknüpfen lassen, welche Vorteile daraus erwachsen und wie ein integriertes Energienetz der Zukunft beispielhaft aussehen könnte.

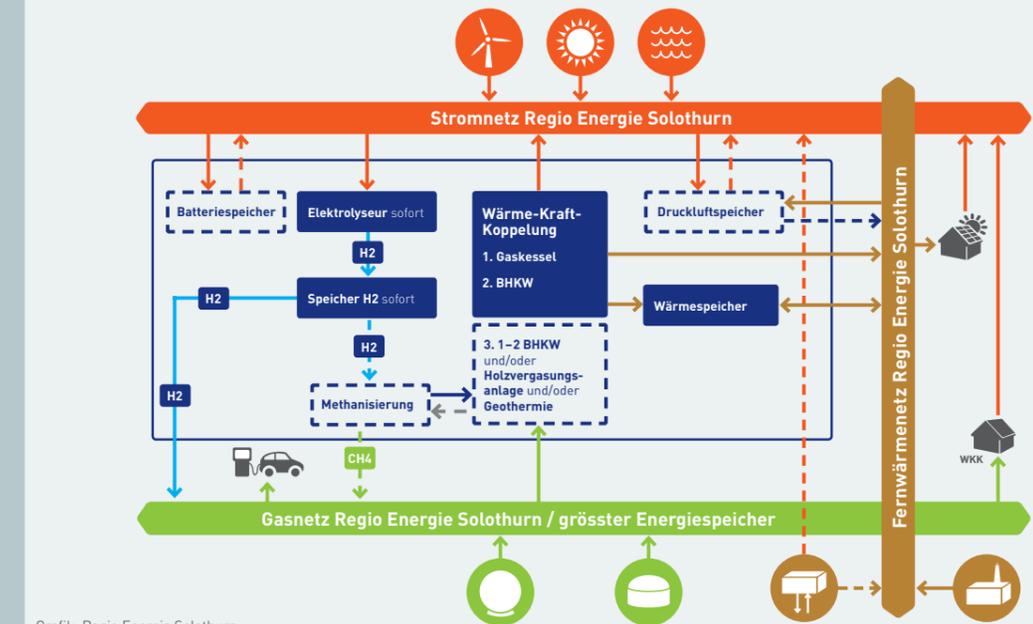
Im Zentrum dieses Projektes steht eine mit Erdgas betriebene Anlage, bestehend aus einem Gaskessel und einem Blockheizkraftwerk (BHKW), das Wär-

me und Strom erzeugt. Regio Energie Solothurn hat sich zum Bau dieses Kraftwerks entschlossen, um eine Ausfallreserve zu schaffen, falls in der KVA, die das städtische Fernwärmenetz speist, eine Störung auftreten sollte. Das Kraftwerk hat überdies den Vorteil, dass Regio Energie Solothurn mit ihm eigene Wärme und Strom produzieren kann. Damit muss der Energieversorger weniger Wärme von der in Fremdbesitz befindlichen KVA beziehen bzw. weniger Strom von extern zukaufen.

## Einzigartige Verknüpfung

Die eigentliche Solothurner Innovation ist allerdings nicht dieses Kraftwerk, sondern der zugehörige Wärmespeicher und ein Wasserstoffspeicher mit vorgeschaltetem Elektrolyseur. Die Anlagen entstehen in unmittelbarer Nachbarschaft des Kraftwerks. Sie führen zu einer für die Schweiz bisher einmaligen Verknüpfung der drei Energienetze:

- **Der Wärmespeicher** – bestehend aus drei Wassertanks – speichert die im Kraftwerk produzierte Wärme, bevor sie in das Fernwärmenetz strömt. So kann beispielsweise im Winter die in den späten Abendstunden produzierte Wärme über die Nacht aufbewahrt und am Morgen in das Netz eingespeist werden.
- Die zweite Speicherkomponente besteht aus einem Elektrolyseur und einem **Wasserstoffspeicher**. Der vorgeschaltete Elektrolyseur spaltet Wasser unter Einsatz von Strom in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff. Auf diesem Weg wird Strom in das speicherfähige Medium Wasserstoff überführt. So kann der Solarstrom aus den produktionsstarken Mittagsstunden zwischengelagert und dann zu einem geeigneten Zeitpunkt – etwa am Abend oder an einem Folgetag mit



Grafik: Regio Energie Solothurn

Die Grafik zeigt schematisch das Strom- (orange), Fernwärme- (braun) und Gasnetz (grün) von Regio Energie Solothurn. Die drei Netze werden durch verschiedene Produktionsanlagen und Speicher verbunden, die bis Ende 2014 in der Gemeinde Zuchwil bei Solothurn gebaut werden (dunkelblau). Weitere Anlagen zur Ergänzung der Pilotanlage sind projektiert (gestrichelt).

schlechtem Wetter – genutzt werden: Entweder indem der Wasserstoff ins Gasnetz eingespeist wird oder indem er im Kraftwerk durch Verbrennung Wärme und Strom erzeugt.

Wärme- und Wasserstoffspeicher werden voraussichtlich Ende 2014 in Betrieb gehen. Später soll das Solothurner Vorzeigeprojekt um zusätzliche Module erweitert werden:

- Die Leistung des Kraftwerks kann erhöht werden, beispielsweise durch Zubau weiterer gasbefuerter Blockheizkraftwerke (BHKW), die Wärme und Strom produzieren. Alternativ bieten sich zur Energieproduktion **erneuerbare Energien** wie Biogas, Holz und Erdwärme an. Eine Holzvergasanlage kann die in Holz gespeicherte Energie in Gas umwandeln, die dann dem Gasnetz zugeführt wird.

- Ein stationärer **Batteriespeicher** erlaubt, «überschüssigen» Strom z.B. in sonnenreichen, aber verbrauchsarmen Stunden für spätere Zeiten mit Nachfrageüberschuss zwischenspeichern.
- Eine **Methanisierungsanlage** macht aus Wasserstoff Methan, das – anders als Wasserstoff – ohne mengenmässige Beschränkung ins bestehende Gasnetz eingespeist werden kann.
- Ein **Druckluftspeicher** dient in erster Linie zur Speicherung von Strom: Fällt «überschüssiger» Strom an, wird mit ihm ein Kompressor betrieben, der Luft in einem Druckgefäss verdichtet. Die Druckluft kann bedarfsgerecht abgelassen und über einen Generator in Strom rückverwandelt werden. Ferner könnte die bei der Kompression von Luft entstehende Wärme dem Fernwärmenetz zugeführt werden.

# Lokale Smart Grids

sind die ideale Ergänzung zur dezentralen Energieproduktion.

Erreicht der Autoverkehr zu Stosszeiten Spitzenwerte, baut man nicht gleich neue Strassen. Stattdessen hilft eine kluge Verkehrssteuerung, den Verkehrsfluss zu lenken. Dasselbe im Stromnetz: Produziert ein Quartier viel Solarstrom, braucht es nicht zwingend neue Leitungen. Oft kann intelligente Regeltechnik das Netz vor Überlastung schützen.

Leimbach ist ein Aussenquartier der Stadt Zürich. Die Dächer der Ein- und Mehrfamilienhäuser am linken Ufer des Zürichsees bieten viel Platz für Photovoltaik (PV). Doch würde das Potenzial zur Solarstromproduktion hier konsequent genutzt, wäre das heutige lokale Stromnetz zu Spitzenzeiten überfordert. Kritisch sind jene Stunden, in denen die Solaranlagen gleichzeitig mit maximaler Leistung produzieren, die Haushalte aber nur wenig Strom verbrauchen, weil die Bewohner bei der Arbeit oder unterwegs sind. Dann muss der Solarstrom von vergleichsweise schwachen Leitungen und Transformatoren abtransportiert werden. An kritischen Stellen im Netz droht Überlastung.

### Köpfchen statt Kabel

Eine naheliegende Lösung: Das städtische Elektrizitätswerk könnte stärkere Kabel verlegen und die Trafostationen ausbauen, das Netz also für Spitzenbelastungen hochrüsten. Anstelle solcher Grossinvestitionen zeichnen sich heute andere Lösungen ab. Der schweizerische Fachverband für Sonnenenergie, Swissolar, verweist auf die Möglichkeit, Netzüberlastungen durch Förderung des Eigenverbrauchs zu umgehen oder Solarpanels so auszurichten, dass die Einspeisespitzen zu anderen Zeiten anfallen. Infrage kommen aber auch intelligente Netzlösungen, die abhängig von der aktuellen Nachfrage (und Netzsituation) Solaranlagen zu Spitzenzeiten abregeln. Auf den ersten Blick wirkt es unvernünftig, die Produktion von

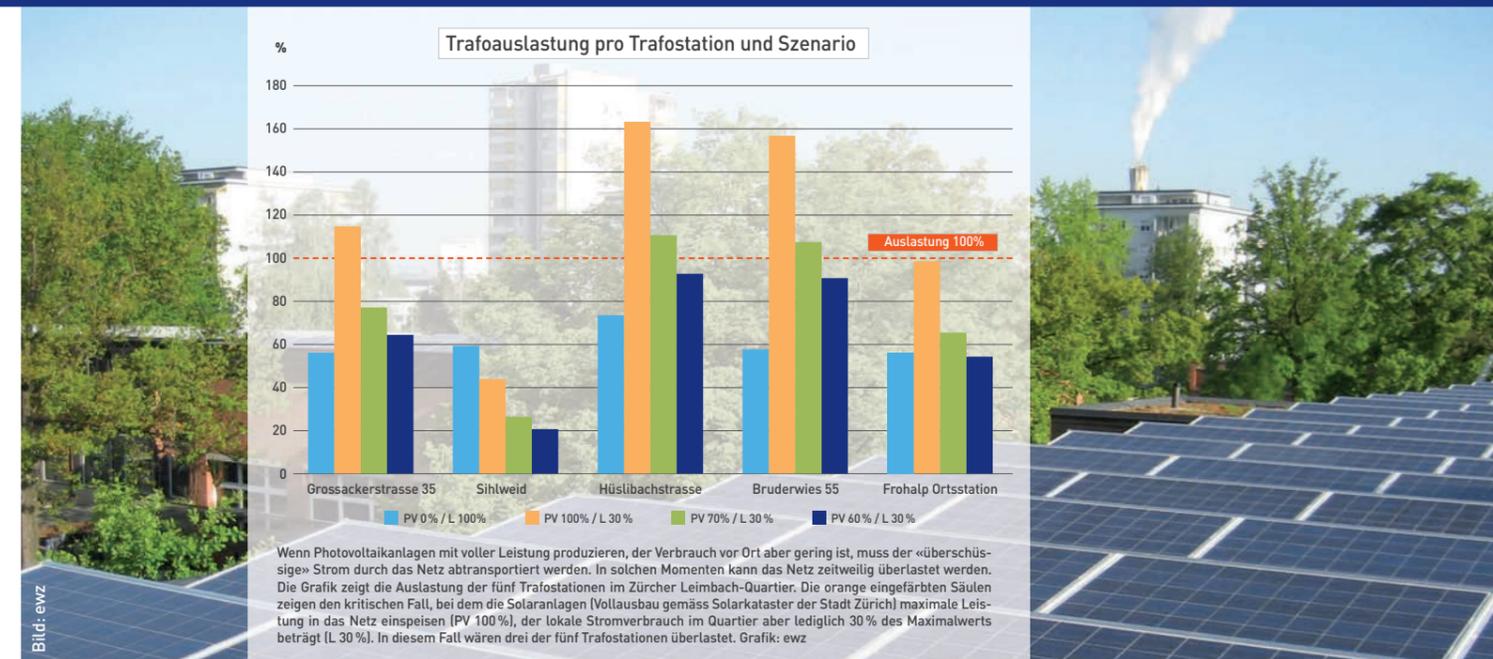
Solkraftwerken zu kappen, Solarstrom also quasi wegzuwerfen. Doch Studien belegen: Dieses Vorgehen ist zumindest prüfenswert. Solarkraftwerke erreichen ihre Spitzenleistung nämlich vorwiegend bei schönem Wetter über Mittag. Die Zeitspanne, in der der PV-Strom die Kapazität lokaler Netze übersteigt, ist also vergleichsweise kurz. Modellrechnungen des Stadtzürcher Energieversorgers ewz auf Basis realer Produktionsdaten bestehender Anlagen belegen: Über das Jahr gesehen gehen nur 0,6% des Solarstroms verloren, wenn Solarkraftwerke auf 80% ihrer Leistung abgeregelt werden, wenn sie also nicht mehr als 80% ihrer Maximalleistung ins Netz einspeisen dürfen. Werden die PV-Anlagen nur zu Zeiten abgeregelt, wenn eine Überlastung des Netzes droht, fallen die Verluste sogar noch deutlich geringer aus.

### Optimal ausgelastet

Mit Smart Grids lassen sich Produktionsanlagen, aber auch Verbraucher nach vorgängig definierten Zielen wie Netzstabilisierung, maximale Nutzung grünen Stroms oder Kostenminimierung intelligent steuern. Die erforderliche Technik ist heute im Prinzip verfügbar. Nötig ist dafür eine Anzahl von Mess- und Steuerungsgeräten, die bei den Produktionsanlagen und Konsumenten sowie an kritischen Punkten im lokalen Verteilnetz installiert sind. Dank der Messdaten können Engpässe im Netz eruiert bzw. noch frei verfügbare Kapazitäten berechnet werden. Auf der Grundlage der Daten werden die Solar- und andere Produktionsanlagen so gesteuert, dass das Netz zu jedem Zeitpunkt sicher betrieben und optimal ausgelastet wird.

### Vom Smart Grid zum Smart Market

Smart-Grid-Lösungen werden weltweit erprobt. Ein grosses Schweizer Projekt läuft seit 2010 in Rheinfelden (AG) unter dem Namen Verteilte Einspeisung



Smart Grids schaffen zwischen Produktionsanlagen und Stromkonsumenten eine intelligente Verknüpfung.

in Niederspannungsnetze (VEiN). Es untersucht, wie sich ein lokales Netz verhält, wenn es nicht nur von einer Trafostation versorgt wird, sondern zusätzlich von dezentralen Stromerzeugungsanlagen (im Testgebiet sind das vier Photovoltaikanlagen und zwei Blockheizkraftwerke). Ein Leitsystem kontrolliert und steuert die sechs Produktionsanlagen, Messgeräte (Smart Meter) im lokalen Netz überwachen die Netzqualität. Die Swisscom-Tochter Swisscom Energy Solutions AG (SES AG) baut seit 2012 unter der Marke BeSmart einen schweizweiten Verbund, ein «virtuelles Kraftwerk», aus Boilern, Wärmepumpen und Elektroheizungen von Privathaushalten auf. Die SES AG kann die Geräte über das Mobilnetz ein- und ausschalten. Sie tut das so, dass sie der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid bei Bedarf Regelernergie verkaufen kann. Sie schaltet etwa die angeschlossenen Anlagen für eine Viertelstunde ab – und kann damit Swissgrid in dem Zeitraum Strom zur Verfügung stellen. Die Swisscom-Tochter regelt

die Anlagen so, dass die Haushalte trotzdem genug Heizwärme und Warmwasser erhalten. Das Beispiel zeigt, wie sich Smart Grids für neue Geschäftsmodelle (Smart-Market-Lösungen) nutzen lassen.

### Smart Grid Road Map

Rund 700 städtisch oder ländlich geprägte Verteilnetze versorgen Schweizer Haushalte und Firmen mit Strom. In all diesen Netzen sind Smart-Grid-Lösungen unterschiedlicher Ausprägung denkbar.

Sie eröffnen neue Wege wie Speicher, Einspeisemanagement erneuerbarer Energien sowie spannungsregelnde Elemente in Netzen, um die Netze flexibel zu bewirtschaften und die Konsumenten intelligent zu verknüpfen. Welche Entwicklungsmöglichkeiten sich daraus für das Schweizer Stromnetz ergeben, will die Smart Grid Road Map aufzeigen, die 2013/2014 eine Arbeitsgruppe unter der Federführung des Bundesamts für Energie BFE erarbeitet.

Die Experten haben in einem ersten Schritt 24 bestehende und künftige Schlüsseltechnologien für Smart Grids identifiziert. Eine wichtige Fragestellung der Road Map ist der Datenschutz. Denn in Smart Grids werden Kunden- und Netzdaten ausgetauscht. Nur durch Schutz dieser Daten ist die Persönlichkeitssphäre der Strombezügler gewährleistet.

# Intelligente Netzsteuerung

macht aus einem Kühlhaus auch eine Batterie.

Nicht nur Haushalte, auch Industriebetriebe lassen sich durch Smart Grids intelligent steuern. Dank kluger Steuerungstechnik wird ein Migros-Tiefkühlhaus in Neuendorf (SO) gezielt dann gekühlt, wenn dies hilft, Schwankungen im Schweizer Stromnetz auszugleichen.

Fischstäbchen, Spinat, Glacé – praktisch alle Tiefkühlprodukte in Schweizer Migros-Filialen kommen aus Neuendorf. In der Solothurner Gemeinde betreibt die Migros-Tochter MVN ein Tiefkühlhaus. Seit Frühjahr 2013 ist das Lager auch ein grosser Stromspeicher. Es speichert elektrische Energie nicht chemisch wie eine herkömmliche Batterie, sondern als Kälte. Praktisch geht das so: Produzieren Kraftwerke – zum Beispiel Solar- und Windanlagen – mehr Strom, als aktuell von den Stromkonsumenten nachgefragt wird, wird diese überschüssige Energie verwendet, um das Kühlhaus weiter abzukühlen. Dank dieser Kältereserve kann das Tiefkühlhaus später auf Strombezug verzichten, wenn keine Sonne mehr scheint oder kein Wind mehr weht – und so auch wetterbedingte Schwankungen im Stromnetz ausgleichen.

## Zwei Grad machen den Unterschied

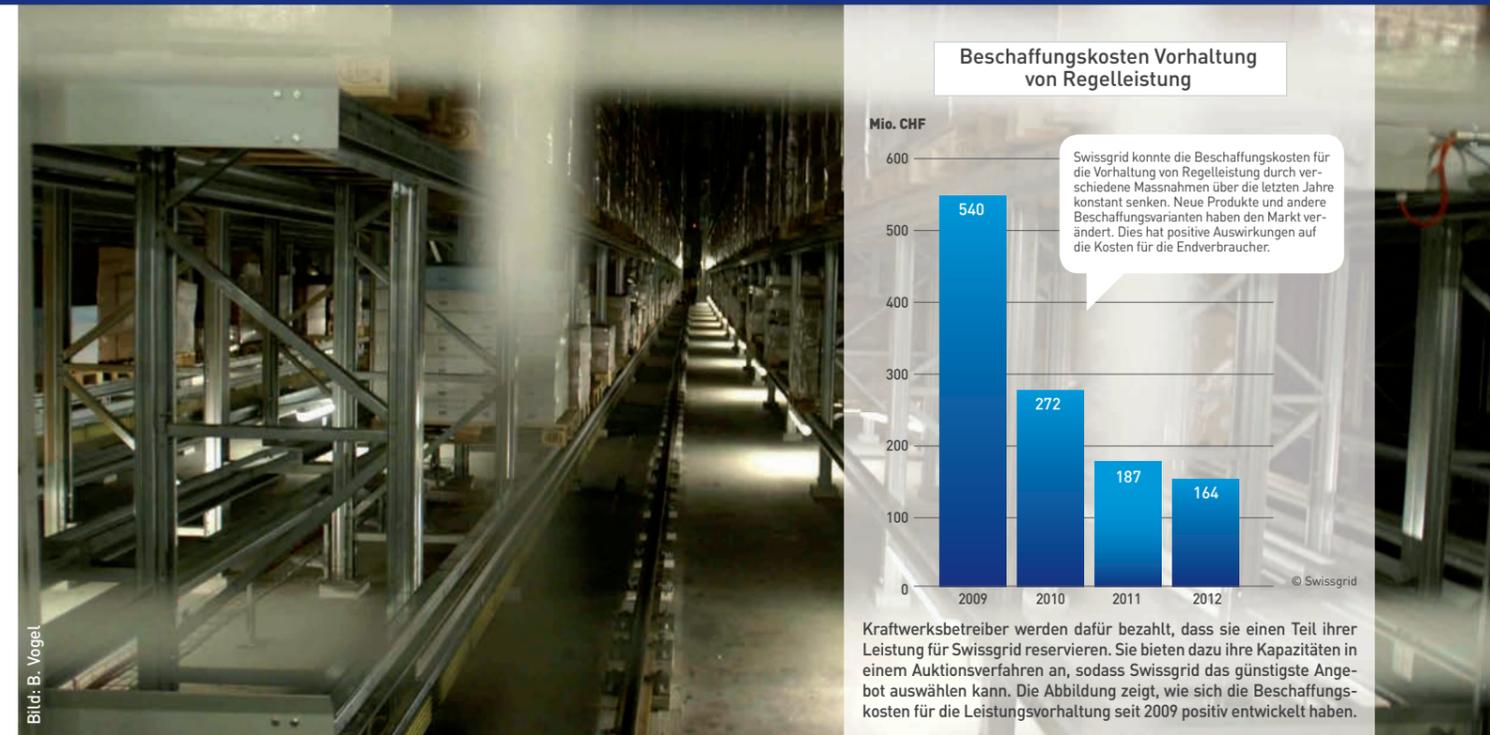
Das Kühlhaus richtet seinen Energieverbrauch also danach aus, ob im Stromnetz gerade zu viel oder zu wenig Strom vorhanden ist. Diese Energie dient der Regulierung der Netzstabilität. Bisher stellen Kraftwerke die für das Schweizer Stromnetz nötige Regelenergie (siehe Textbox) zur Verfügung, indem sie ihre Leistung zeitweise erhöhen oder drosseln. Der von BKW, IBM, Migros

und Swissgrid getragene Pilotversuch mit dem Namen FlexLast in Neuendorf hat nun ausgelotet, ob auch Industriebetriebe Regelenergie zur Verfügung stellen können.

Das Migros-Tiefkühlhaus wird normalerweise bei  $-26,5\text{ °C}$  betrieben. Soll es «überschüssigen» Strom aufnehmen, wird es auf bis zu  $-28,5\text{ °C}$  abgekühlt. Eine Temperaturdifferenz von zwei Grad mag gering erscheinen, doch die in dieser Differenz gespeicherte Energie ist respektabel. Um diese Abkühlung zu erzielen, muss das Tiefkühlhaus während sechs Stunden ein Megawatt Strom aufnehmen, das ist so viel, wie ein mittelgrosses Windkraftwerk liefert.

## Grosses Potenzial für Regelenergie

Der vom Bundesamt für Energie BFE unterstützte Pilotversuch hat bestätigt, dass sich industrielle Lasten zur Erzeugung von Regelenergie nutzen lassen. Hier entsteht ein neues Geschäftsfeld für alle Unternehmen, die in ihren industriellen Prozessen temporäre Energie speichern können. Gemäss der FlexLast-Begleitstudie könnten die Schweizer Industriebetriebe gemeinsam signifikante Mengen an Regelenergie bereitstellen. Um länger dauernde Netzschwankungen auszugleichen, müssen in der Schweiz 400 MW, die zurückgefahren werden können, und 395 MW, die zugeschaltet werden können vorgehalten werden. Wird dieses Potenzial ausgeschöpft, könnte es dabei helfen, Solar- und Windstrom die Minuten oder Stunden zwischenspeichern, bis er von den Konsumenten nachgefragt wird.



Blick in das Migros-Tiefkühlhaus in Neuendorf (SO). Hier herrscht normalerweise eine Temperatur von  $-26,5\text{ °C}$ . Das Kühlhaus kann Netzschwankungen auffangen, indem es abgekühlt wird, wenn «überschüssiger» Strom in das Netz eingespeist wird.

## Regelenergie

Die Strommenge, die produziert und von allen Unternehmen, Privathaushalten und anderen Verbrauchern landesweit nachgefragt wird, ändert sich unablässig und lässt sich nicht zu 100 % genau prognostizieren. Daher kann es im Stromnetz zu einem Ungleichgewicht von Produktion und Nachfrage kommen. Die Energie, die zum Ausgleich von Ungleichgewichten und somit zur Stabilisierung des Stromnetzes eingesetzt wird, heisst Regelenergie. Es wird zwischen primärer, sekundärer und tertiärer Regelenergie unterschieden:

- **Primäre Regelenergie** ist die Energie, mit der Kraftwerke durch Erhöhung oder Absenkung ihrer Produktion die Frequenz im Gesamtnetz stabilisieren. Primäre Regelenergie stellen Kraftwerke nach genauen Regeln innert 30 Sekunden autonom zur Verfügung, sobald sie eine Frequenzabweichung feststellen. Ungleichgewichte, die mit primärer Regelenergie ausgeglichen werden, haben ihre Ursache irgendwo im gesamteuropäischen Stromnetz.

- Rühren Ungleichgewichte hingegen daher, dass Produktion und Verbrauch in der Schweiz nicht übereinstimmen, wird die nationale Netzgesellschaft Swissgrid aktiv. Sie weist Kraftwerke an, ihre Leistung im Sekundentakt so zu erhöhen oder zu senken, dass die Ungleichgewichte im Schweizer Netz ausgeglichen werden. Man spricht von **sekundärer Regelenergie**.

- Halten diese Abweichungen über einen längeren Zeitraum an, werden zusätzliche Reserven abgerufen, die weniger schnell (innert 15 Minuten) bereitgestellt werden können; dabei handelt es sich um tertiäre Regelenergie. Sekundäre und tertiäre Regelenergie werden bis anhin hauptsächlich durch Pumpspeicherwerke bereitgehalten. In Zukunft könnten mehr und mehr auch andere Anbieter wie Industriebetriebe in dieses Geschäft einsteigen. Bereithaltung und Abfrage werden von Swissgrid nämlich finanziell entschädigt.

# Intelligente Stromzähler

helfen, Energie zu sparen und erneuerbaren Strom bewusst zu nutzen.

**Intelligente Stromzähler (Smart Meter) machen den Stromkonsum transparent und helfen so, Energie zu sparen. Smart Meter ermöglichen eine ganz bewusste Verbrauchssteuerung: Konsumenten nutzen Geräte immer dann, wenn günstiger Strom zur Verfügung steht.**

Smart Meter erlauben die automatische Fernablesung des Stromverbrauchs und die Zweiwegkommunikation zwischen Haushalt und Energieversorger. In Schweden, Finnland und Italien sind Privathaushalte heute in der Regel mit den schlauen Geräten ausgerüstet. Anders in der Schweiz. Hier werden die meisten Stromzähler noch immer vor Ort abgelesen. Dabei sind zahlreiche technische Lösungen auf dem Markt, die die Verbrauchsdaten über das Stromnetz automatisch an das lokale Elektrizitätswerk übermitteln. Moderne Stromzähler übertragen Daten aber nicht nur vom Verbraucher zum Anbieter. Sie können auch Informationen vom Energieversorger empfangen, zum Beispiel den aktuellen Strompreis oder Auskünfte zur Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom. Die Datenübertragung findet in der Regel alle 15 Minuten statt.

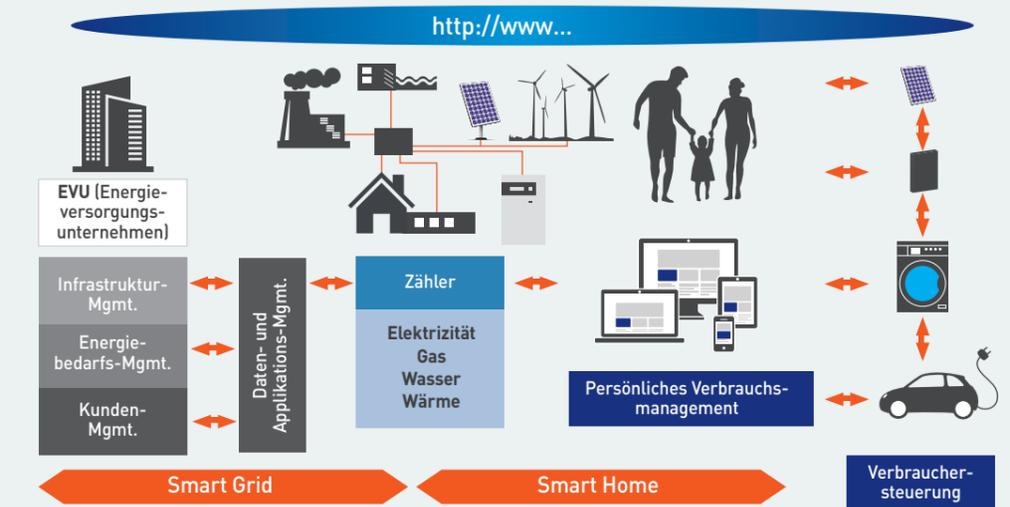
## Verbrauch bewusst machen

Die Zweiwegkommunikation verwandelt den Stromzähler in ein neuartiges Haushaltsgerät mit einer Palette von Anwendungsmöglichkeiten. Er überträgt Informationen zu einem In-Home-Display, das in der Wohnung gut zugänglich ist und dort jederzeit abgelesen oder bedient werden kann. Die Basisfunktion besteht in der Visualisierung des Stromverbrauchs und dem Aufspüren der grossen Stromfresser im Haushalt. Die einfache Verfügbarkeit dieser Informationen führt zu

einer effizienteren Nutzung der Energie. In einem Smart-Meter-Pilotprojekt in Ittigen (BE) sank der Verbrauch um 2 bis 8%, in einer im Juli 2013 vorgestellten Untersuchung aus der Stadt Zürich um 3 bis 5%. Die Werte schwanken unter anderem abhängig von Haushalt und Tageszeit. Eine Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE bezifferte 2012 die langfristige Reduktion der Nachfrage über die Sektoren hinweg auf immerhin 1,8%.

Moderne Stromzähler erlauben den Konsumenten, ihren Stromverbrauch bewusst zu steuern, etwa Strom dann zu brauchen, wenn er günstig zu haben ist. Doch das ist nur eine von vielen Optionen. Smart Meter dürften in Zukunft beispielsweise auch die Voraussetzung für eine gezielte Nutzung grünen Stroms schaffen. Konsumenten können dabei Haushaltsgeräte wie die Waschmaschine zu jenen Zeiten einschalten, wenn Strom aus erneuerbaren Energien reichlich zur Verfügung steht. Smart Meter werden in diesen Fällen von Anzeigegeräten, Steuergeräten, Onlineportale sorgen für die Bereitstellung der Daten. Die Bedienung erfolgt über In-Home-Displays, Handy-Apps oder den PC.

Bereits heute steuern Stromversorger die Boiler ihrer Kunden über Rundsteueranlagen, dies vorwiegend zu fixen Zeiten. Dank Smart Metern kann diese Praxis auf weitere Geräte ausgedehnt, zeitlich flexibler gestaltet und vor allem auf die individuellen Wünsche der Konsumenten zugeschnitten werden. Je mehr Smart Meter schweizweit in Haushalten und Unternehmen installiert sind, desto mehr elektrisch betriebene Geräte lassen sich mit diesen intelligenten Steuerungssystemen zum gewünschten Zeitpunkt ein- und ausschalten.



© Landis+Gyr

**Das Energiesystem von morgen ist «smart».** Der intelligente Stromzähler steht im Zentrum künftiger Energienetze: Der Zähler verbindet die Konsumenten mit den Energieversorgern und schafft die Grundlage für die Steuerung des Energieverbrauchs.

Welchen Nutzen die Geräte tatsächlich entfalten, hängt massgeblich von den Rahmenbedingungen ab. Hersteller wie Landis+Gyr fordern in diesem Zusammenhang die Einführung von flexiblen Tarifen (Time-of-use-Tarife), die das heutige, relativ starre Modell mit Hoch- und Nieder- sowie Sommer- und Wintertarifen ablösen.

## Energieversorger steuern Netzauslastung

Die Einführung von Smart Metern verursacht erhebliche Kosten, die Datenkommunikation erfordert einheitliche Standards und Sicherheitsvorkehrungen. Bereits setzen etliche Schweizer Stadt- und Gemeindewerke wie etwa die Stadt Frauenfeld auf Smart Meter. Auch die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) haben Mitte 2013 die flächendeckende Einführung intelligenter Stromzähler beschlossen. Die EKZ können künftig

die Verbrauchsdaten ihrer Kunden automatisch ablesen, im Abrechnungssystem verarbeiten und für den Kundendienst nutzen. Für Energieversorger haben Smart Meter einen weiteren Nutzen: Sie können die Auslastung ihrer Netze besser steuern, indem sie z.B. den Betrieb von Wärmepumpen oder den Ladevorgang bei Elektroautos der aktuellen Belastungssituation in den jeweiligen lokalen Netzen anpassen. Überdies ermöglichen Smart Meter den Energieversorgern neue Dienstleistungen wie flexible Tarifgestaltung, Vernetzung von Haushaltsgeräten (Smart-Home-Angebote) oder automatisierte Energieberatung. Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass der Bundesrat Vorgaben zur Einführung von intelligenten Messsystemen, technische Mindestanforderungen und Regeln zur Kostentragung festlegen kann.

# Power-to-Gas

macht Wind- und Solarstrom jederzeit verfügbar.

**Power-to-Gas – dieser Begriff war vor wenigen Jahren nur Fachleuten bekannt. Heute gilt das Verfahren zur Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Quellen in synthetisches, flexibel einsetzbares Gas als vielversprechender Baustein des künftigen Energiesystems.**

Immer mehr Städte und Gemeinden gehen dazu über, ihre Energieinfrastrukturen als Gesamtsystem zu behandeln. Das war in der Vergangenheit nicht der Fall: Strom-, Gas- und Wärmenetze wurden meist unabhängig voneinander betrieben. Die Abkehr von einer zentralen Stromversorgung mit Netzen, die auf Höchstbelastung und eine einseitige Energieflussrichtung ausgelegt sind, erfordert neue intelligentere Strukturen. Netzkonvergenz ist ein Schlüssel dafür. Als Querverbundunternehmen, die Elektrizität, Gas und Wärme bis an die Türschwelle bringen, nehmen einzelne Stadt- und Gemeindewerke schon heute die Konvergenz der lokalen Netze in die Hand.

## Gas ist ein Verwandlungskünstler

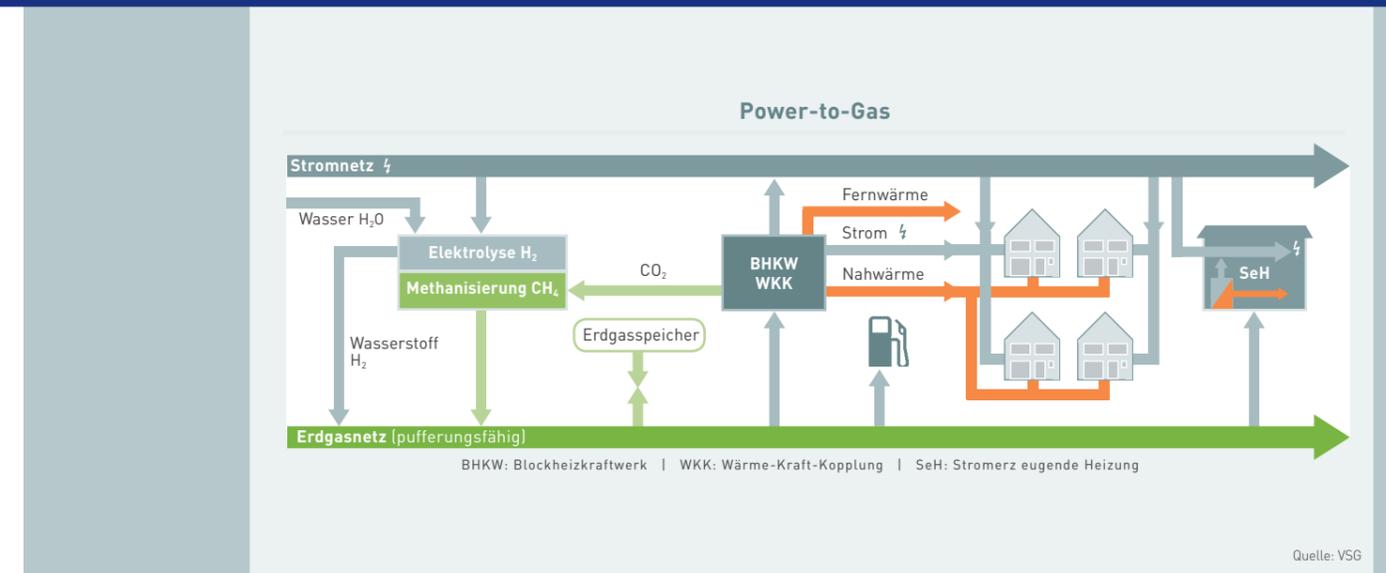
Gas ist ein vielseitiger Energieträger – in seiner chemischen Gestalt und in seinen Einsatzmöglichkeiten. Das macht sich das Power-to-Gas-Verfahren (P2G) zunutze: In einem zweistufigen Prozess entsteht synthetisches Methan (SNG), das dem Hauptbestandteil von Erd- und Biogas entspricht. Es kann direkt in das Erdgasnetz eingespeist und nahezu verlustfrei auch über grosse Distanzen transportiert werden. Anders als das Stromnetz kann das Erdgasnetz Energie über längere Zeiträume speichern. Bei der Verbrennung von SNG wird nur das zuvor gebundene CO<sub>2</sub> freigesetzt, es ist somit klimaneutral. Grundsätzlich gilt: Die Umwandlung und Speicherung von Energie ist

mit Verlusten verbunden und nur dann sinnvoll, wenn Produktion und Verbrauch nicht unmittelbar im Gleichgewicht sind. Das gilt für Pumpspeicherkraftwerke, Batterien und alle anderen Verfahren. Zwar ist das Abregeln von Windkraft- und PV-Anlagen heute kein Tabu. Die Nutzung überschüssigen Stroms als flexibel einsetzbares Gas ist aber wohl die bessere Lösung.

Aufgrund des tiefen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrades, der nur etwa den halben Wirkungsgrad von Pumpspeicherkraftwerken und Batterien erreicht, ist eine reine Rückverstromung nur unter bestimmten Bedingungen wirtschaftlich – etwa zum kurzfristigen Lastausgleich oder zur Kompensation lokaler Unterdeckungen. Sinnvoller ist die Verwertung von SNG als Brenn- und Treibstoff. Moderne WKK-Anlagen, die auch die Abwärme nutzen, erzielen Wirkungsgrade von über 90 %. Auf klimaneutrale Treibstoffe setzt die Firma Audi, die mit dem Strom aus einer eigenen Windkraftanlage genug «e-gas» für 1500 Erdgasfahrzeuge mit einer Jahresfahrleistung von je 15000 km herstellt.

## Ohne die Politik geht es nicht

Energetisch und wirtschaftlich sinnvolle Anwendungen für SNG gäbe es zuhauf ... doch noch hinken die gesetzlichen Rahmenbedingungen hinterher. Zwar nennt der Bundesrat P2G ausdrücklich ein Speicherverfahren mit hohem Potenzial. Doch so wie importiertes Biogas noch immer mit einer CO<sub>2</sub>-Abgabe belastet wird und in den kantonalen Gebäudevorschriften nicht anrechenbar ist, erginge es im heutigen Rechtsrahmen dem aus erneuerbarem Strom erzeugten SNG. Auch wird keineswegs überall ein Zusammenspiel der Netze gefördert, mancherorts



So wandelbar der Energieträger Gas ist, so vielseitig sind auch die Gasinfrastruktur und die möglichen Anwendungen mit dem Power-to-Gas-Verfahren.

führen entgegengesetzte Eigentümerinteressen und Förderpraktiken eher zu Konkurrenz statt Kooperation. Voraussetzung, dass SNG Energie speichern und fossile Energieträger ablösen kann, ist jedoch eine Erdgasinfrastruktur, die im Zusammenspiel mit anderen Netzen grosse Teile der Schweiz erschliesst. Wer eine leistungsfähige Erdgasinfrastruktur fordert, redet damit längst nicht einem «goldenen Zeitalter für Erdgas» (Internationale Energieagentur IEA) das Wort: Weder müssen durch diese Leitungen auf Jahrzehnte Erdgas aus der Nordsee oder Aserbaidschan strömen, noch werden damit Gaskraftwerke, Schiefergas oder Fracking begrüsst.

Das Ziel ist ein optimal austariertes Gesamtsystem von der Energieerzeugung über die Speicherung bis zur Bereitstellung für die jeweils geeignetste bzw. benötigte Energieanwendung beim Verbraucher. Dabei ist eine Wirtschaftlich-

keitsbetrachtung unerlässlich. Aber auch politische und gesellschaftliche Präferenzen sowie mögliche Alternativen, etwa das Abregeln von Energieanlagen oder Investitionen für den Netzausbau, müssen berücksichtigt werden.

Auch wenn der derzeit geringe Anteil erneuerbaren Stroms noch keine neuen Speicherverfahren erfordert, sind bereits heute geeignete Technologien zu entwickeln und zu erproben. Bereits ab einem Anteil von 10 bis 15 % volatiler Einspeisung sind alle Netzebenen betroffen. Entsprechend schreibt der Bundesrat die Energiespeicherung an zentraler Stelle in das Pflichtenheft der Schweizer Energieforschung und setzt auf einen Technologietransfer mittels Pilot- und Demonstrationsprojekten. Auch dabei übernehmen Städte wie Basel, Sankt Gallen, Solothurn oder Zürich eine Vorreiterrolle.

# Fernwärmenetze

sichern die Versorgung mit erneuerbarer Wärme.

In den 1960er- und 1970er-Jahren machten grosse Fernwärmeprojekte etwa in Verbindung mit Kehrlichtverbrennungsanlagen von sich reden. Heute erleben Wärmenetze im Zeichen der Energiewende dank erneuerbarer Wärme eine Renaissance.

Fernwärme, Nahwärme, Wärmeverbund – Wärmenetze gibt es in grossen und kleinen Dimensionen. Das Basler Fernwärmenetz – das grösste landesweit – ist 200 Kilometer lang und erschliesst neben Industrie- und Gewerbebetrieben zahlreiche öffentliche Gebäude und rund 40 000 Wohnungen. Dagegen kontrastiert ein kleiner Energieverbund wie jener der Bündner Gemeinde Fläsch, der mit einer neuen Holzschnitzelanlage eine Handvoll Kunden versorgt. Zwischen diesen Extremen herrscht in der Schweiz eine bunte Vielfalt aus mehreren Hundert Wärmenetzen, denen eines gemeinsam ist: Sie nutzen Energie durch den Zusammenschluss der Wärmeverbraucher besonders effizient.

## Erneuerbare Wärme liegt im Trend

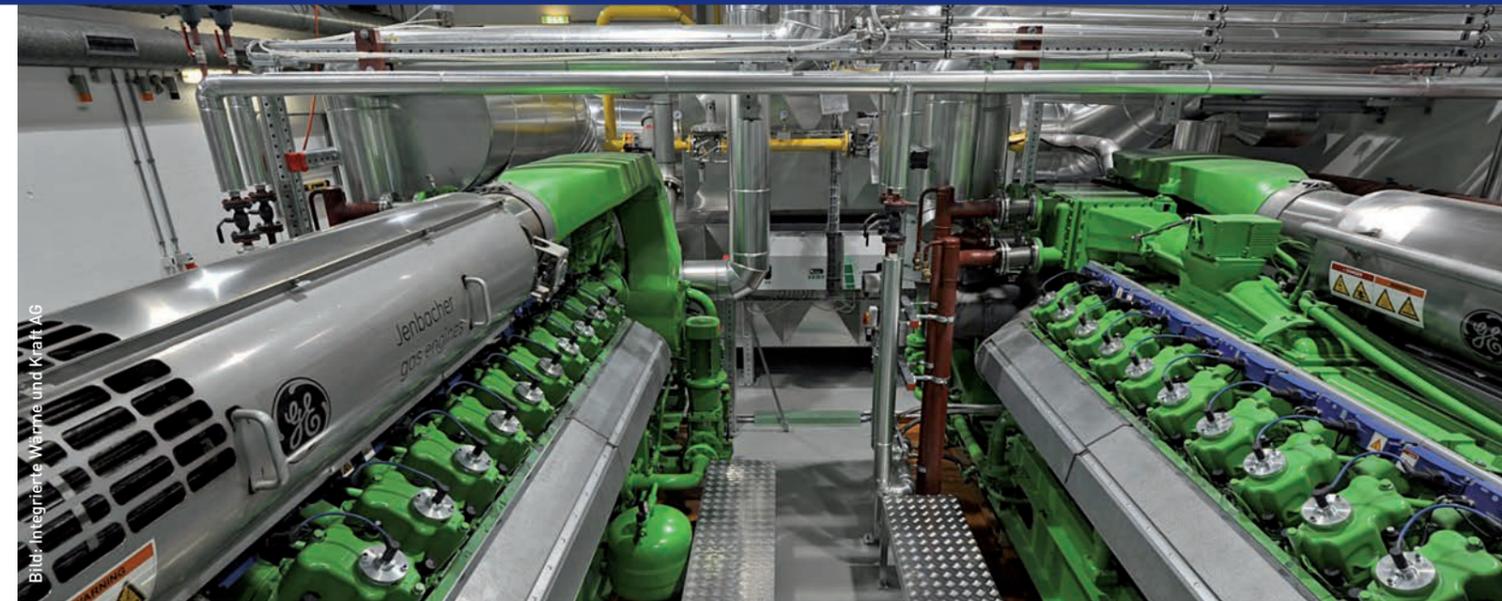
Erneuerbare Energieträger sorgen auch für Wärme. Holzschnitzelheizungen und Holzheizzentralen schießen wie Pilze aus dem Boden. Andere Wärmeverbünde setzen auf Umgebungswärme, indem sie Wärme aus dem Boden oder aus Gewässern ziehen. Der Wärmeverbund Riehen (BS) nutzt seit 1994 65 °C warmes Wasser aus 1500 Metern Tiefe und bestreitet damit die Hälfte seines gesamten Wärmebedarfs. 2011 wurde die Energiezentrale mit zwei neuen Gasmotoren erweitert, die insgesamt 3100 kW (Strom) und 3400 kW (Wärme) leisten und in das lokale Strom- bzw. Fernwärmenetz einspei-

sen. Dadurch konnte die Fernwärmeversorgung ausgebaut werden und der Strombedarf der Wärmepumpen, welche die Temperatur des Wassers aus der Tiefe erhöhen, kann gleich selber erzeugt werden. Auf Erdwärme setzt – in grösserem Massstab und bei höheren Temperaturen – auch das Geothermieprojekt St. Gallen. In Emmenbrücke (LU) wiederum soll ein Kombikraftwerk gebaut werden, das die Abwärme des Swiss-Steel-Stahlwerks nutzt. Zugleich Abwärme aus einem Swisscom-Rechenzentrum und Umgebungswärme aus dem Boden verwertet ein neuer Wärmeverbund in Zürich-Altstetten. Neue Wege geht der Wärmeverbund Morgental am Bodensee. Dort entsteht bis 2014 in den Gemeinden Steinach (SG), Arbon (TG) und Roggwil (TG) ein zehn Kilometer langes Wärmenetz, das umgerechnet 1000 Einfamilienhäuser mit Wärme versorgen kann. Die Wärme für den Wärmeverbund kommt von der neuen Energiezentrale der ARA Morgental. Diese wird im Endausbau Wärme (und daneben auch Strom) aus vier Quellen gewinnen: durch Verbrennung des in der ARA

### Hochtemperatur versus Niedrigtemperatur

**Hochtemperaturnetze** sind Wärmenetze mit einer Betriebstemperatur von 90 bis 160 °C. Bevor das Wasser in den Heizkreislauf eines Einfamilienhauses oder einer Überbauung gelangt, wird die Temperatur in einer Übergangsstation auf die gewünschte Einspeisetemperatur gesenkt. Die grossen Fernwärmenetze und auch viele mittlere und kleinere Wärmenetze arbeiten im Hochtemperaturbereich.

**Niedrigtemperaturnetze** (auch: Anergienetze) werden bei Temperaturen von 20 bis 60 °C betrieben. Diese Netze kommen bei gut isolierten Bauten z.B. in einem Neubquartier zum Einsatz. Niedrigtemperaturnetze können auch Wärmequellen mit niedrigerer Temperatur – etwa Abwärme von Rechenzentren – nutzen. Niedrigtemperaturnetze haben aus physikalischen Gründen einen grösseren Leitungsquerschnitt, für Niedrig- und Hochtemperatur sind daher getrennte Netze nötig.



Blick in die Energiezentrale des Wärmeverbundes Riehen mit zwei Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, die Strom für die Wärmepumpen der Geothermieanlage und Wärme in das Fernwärmenetz liefern.

anfallenden Klärgases, durch Nutzung der Abwasserwärme per Wärmepumpe, durch Verbrennung von Bau- und Abbruchholz in einem Holzkraftwerk und schliesslich durch Verbrennung von Biogas, das durch Vergärung von Grünabfällen in einer Biogasanlage gewonnen wurde.

## Erhebliches Potenzial

Wärmenetze decken heute 3% des schweizerischen Wärmebedarfs. Fachleute bescheinigen diesen Verbänden ein erhebliches Ausbaupotenzial. Gerade in energiedichten städtischen Gebieten oder im Industriebereich können mit Wärmenetzen unter Einbezug von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen Brennstoffwirkungsgrade bis 90% erreicht werden. Im Rahmen der Energiewende sind die Leitungsnetze geeignet, um volatil anfallende Energie aus Solar- und Windkraftwerken zu speichern. Wärmenetze sind langfristige Investitionen, sie haben eine Lebensdauer von 60 bis 80 Jahren.

Auf dem Weg hin zu einer erneuerbaren Energieversorgung können Wärmenetze eine Brückenfunktion übernehmen, beispielsweise indem die Wärme in WKK-Anlagen zunächst mit Erdgas, später mit Biogas, synthetischem Methan oder einer anderen CO<sub>2</sub>-neutralen Primärenergie wie z.B. Kehrlicht oder Holz erzeugt wird.

## Aarau baut ein Kältenetz

Ein noch junger Trend sind Kältenetze: Über ein Leitungsnetz gelangt kaltes Wasser zu Verbrauchern wie Hotels, Bürogebäuden oder Industriebetrieben, wo die im Wasser gespeicherte Kälte mittels Lüftungssystem zur Kühlung der Räume benutzt wird. Ein Kältenetz entsteht zurzeit im Zentrum von Aarau gleichzeitig mit einem neuen Nahwärmenetz. Das Kältenetz besteht aus einem eigenen, vom Wärmenetz unabhängigen Leitungssystem. Die Vorlauftemperatur beträgt 10 °C, die Rücklauftemperatur 16 °C. Versorgt werden das Kälte- und das Wärmenetz von einer Energiezentrale. Dort wird dem Grundwasser mit einer Wärmepumpe entweder Wärme oder Kälte entzogen. Bei günstigen Bedingungen kann die Kälte aus dem Grundwasser auch direkt in das Kältenetz übernommen werden (Freecooling über einen Wärmetauscher).

# Moderne Stromnetze

sind eine Voraussetzung für den Umbau des Energiesystems.

Das Schweizer Stromnetz muss um- und ausgebaut werden – nicht primär wegen der Energiewende, sondern weil es teilweise überaltert ist. Nötig sind nicht nur neue Leitungen, sondern auch intelligente Netzsteuerungen, mit denen sich die vorhandenen Kapazitäten besser nutzen lassen.

Im September 2003 führte ein Überschlag an der Lukmanier-Leitung zu einem gravierenden Stromausfall in Italien. Im Juni 2005 legte die Überlastung einer Stromleitung für drei Stunden das SBB-Netz lahm. Beide Ereignisse liegen Jahre zurück, haben aber die Bedeutung eines gut ausgebauten, zuverlässigen Stromnetzes bewusst gemacht. Auf der Grundlage von Expertenvorschlägen definierte der Bundesrat 2009 ein Zielnetz 2015, später weiterentwickelt zum Zielnetz 2020. Letzteres umfasst 52 Um- und Neubauvorhaben (die acht wichtigsten sind auf der folgenden Doppelseite dargestellt).

## Das Energiesystem braucht leistungsfähige Netze

Das Zielnetz 2020 berücksichtigt die neuen Anforderungen der Energiewende noch nicht. Dies wird erst das Zielnetz 2035 leisten, das Swissgrid zurzeit erarbeitet. Die Stossrichtung ist allerdings schon heute bekannt. Der Bund hat im Rahmen der Energiestrategie 2050 die wichtigsten Herausforderungen benannt. Für das Übertragungsnetz sind dies:

- erheblicher Erneuerungsbedarf (Substanzerhaltung), da der Grossteil der schweizerischen Übertragungsleitungen vor mehr als 40 Jahren erstellt wurde
- punktueller Ausbaubedarf aufgrund von Engpass-situationen im heutigen Netz
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren
- Sicherstellung der engen Anbindung an Europa

Im Bereich der Verteilnetze sieht der Bund folgende Aufgaben:

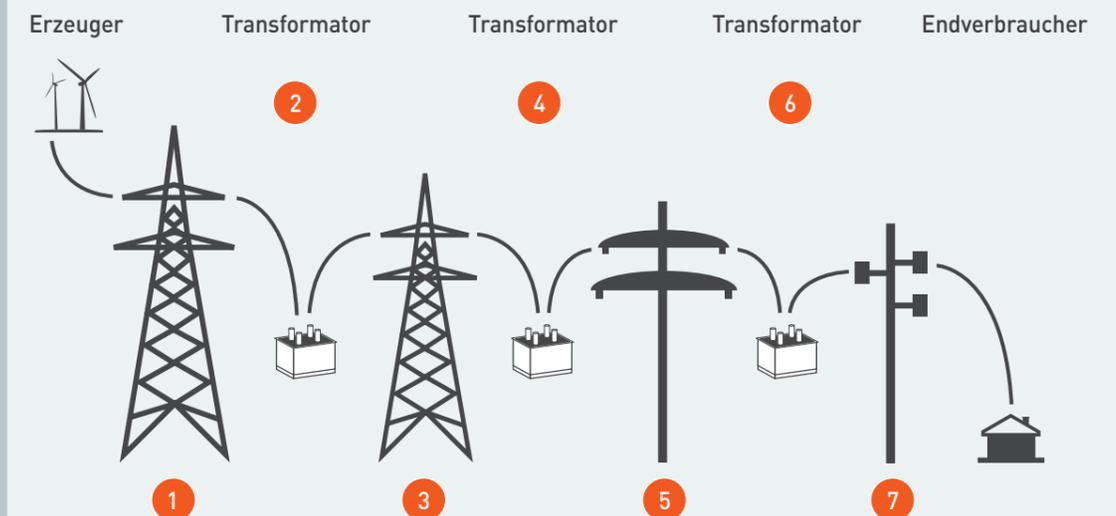
- Integration von dezentralen Kraftwerken und fluktuierenden Einspeisern aufgrund der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien
- Entwicklung der Verteilnetze in Richtung intelligente Netze (Smart Grid), um damit eine effizientere Nutzung der vorhandenen Leitungskapazitäten zu ermöglichen
- konventioneller Ausbau der Verteilnetze

## Neue Speicher ins Netz einbinden

Wichtige Fragen zum Um- und Ausbau des Schweizer Stromnetzes betreffen Landschaftsschutz, Bewilligungsverfahren, Belastung durch elektromagnetische Felder oder Finanzierung. Nochmals ganz eigene Herausforderungen an die Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur stellt die zunehmend dezentrale Stromeinspeisung durch Solar- und Biogas-anlagen, Holz- und Windkraftwerke. Die stärkere Belastung insbesondere der Nieder- und Mittelspannungsnetze erfordert von den Verteilnetzbetreibern innovative Lösungen, aber auch von Swissgrid, die die Stabilität des Gesamtsystems gewährleisten muss. Ein bedeutender Lösungsansatz sind bestehende und neue Zwischenspeicher für Solar- und Windstrom.

### Strategie Stromnetze

Im September 2013 hat der Bundesrat die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 verabschiedet. Als Bestandteil der Energiestrategie lässt der Bundesrat eine eigenständige Strategie Stromnetze ausarbeiten. Diese enthält Leitlinien für den bedarfsgerechten Aus- und Umbau der Netze und die Zuständigkeiten der Beteiligten im Netzplanungsprozess. Bis im Herbst 2014 soll eine Gesetzesvorlage zur Umsetzung der Strategie Stromnetze vorliegen.



Um auf dem Weg vom Kraftwerk zum Verbraucher (Haushalt, Fabrik) Verluste zu verringern, erfolgt der Stromtransport über längere Strecken bei Höchstspannung (380 Kilovolt[kV], 220 kV). Dazu dient das **Übertragungsnetz** (Netzebene 1) mit einer Gesamtlänge von 6700 Kilometern. Betreiberin ist die nationale Netzgesellschaft Swissgrid.

Aus dem Übertragungsnetz gelangt der Strom über die Verteilnetze zu den Kunden: Die **überregionalen Verteilnetze** (Netzebene 3) werden mit Hochspannung (50 bis 150 kV) betrieben; sie verteilen den Strom an kantonale, regionale und städtische Verteilnetzbetreiber und an grosse Industrieanlagen. Die **regionalen Verteilnetze** (Netzebene 5) haben Mittelspannung (10 bis 35 kV); sie versorgen einzelne Stadtteile oder Dörfer, ebenfalls kleine und mittlere Industriebetriebe. Die **lokalen Verteilnetze** (Netzebene 7) nutzen Niederspannung (400 oder 230 Volt); sie bringen den Strom in die Haushalte und zu Gewerbebetrieben. Die Verteilnetze erstrecken sich über 250 000 Kilometer; Betreiber sind rund 700 grössere und kleinere Verteilnetzbetreiber.

In **Unterwerken** und **Trafostationen** formen Transformatoren den Strom von einer Spannung auf eine andere um (Netzebenen 2, 4 und 6). Die SBB arbeiten mit einem eigenen, 2265 Kilometer langen Stromnetz. Seine Spannung beträgt 132 kV, die Frequenz 16,7 Hertz. Das allgemeine Stromnetz wird dagegen mit 50 Hertz betrieben.

Die sieben Ebenen des Elektrizitätsnetzes vom Erzeuger bis zu den Verbrauchern.

### Erdkabel statt Freileitung

Der Bau von Freileitungen ist ein starker Eingriff ins Landschaftsbild. Entsprechend verbreitet ist der Wunsch nach Erdverlegung der Stromleitungen. Erdverlegte Höchstspannungsleitungen (220 kV/380 kV) gibt es in der Schweiz bisher erst auf drei kurzen Abschnitten in Spreitenbach (AG), Mendrisio (TI) und Genf. Zudem wird innerhalb des Leitungsbau-Projekts Beznau-Birr im Gebiet Riniken (AG) eine Teilverkabelung ausgearbeitet und wissenschaftlich begleitet. Die Erdverlegung von Höchstspannungsleitungen ist möglich, allerdings technisch anspruchsvoll und teurer als der Bau von Freileitungen.

Die Verteilnetze sind deutlich länger als das Übertragungsnetz, allerdings weniger sichtbar, weil 80% der Leitungen im Boden verlegt sind. Künftig sollen alle Stromleitungen, die weniger als 220 kV aufweisen, grundsätzlich unterirdisch gebaut werden. Das hat der Bundesrat in der Strategie Stromnetze vorgeschlagen. Demnach sind neue Stromleitungen der Netzebenen 3, 5 und 7 als Erdkabel auszuführen, sofern dies technisch möglich ist und die Gesamtkosten gegenüber den Kosten einer Freileitung einen bestimmten Faktor nicht überschreiten.

# Acht Modernisierungs- und Ausbauprojekte leisten einen Beitrag zur Sicherung der schweizweiten Stromversorgung.

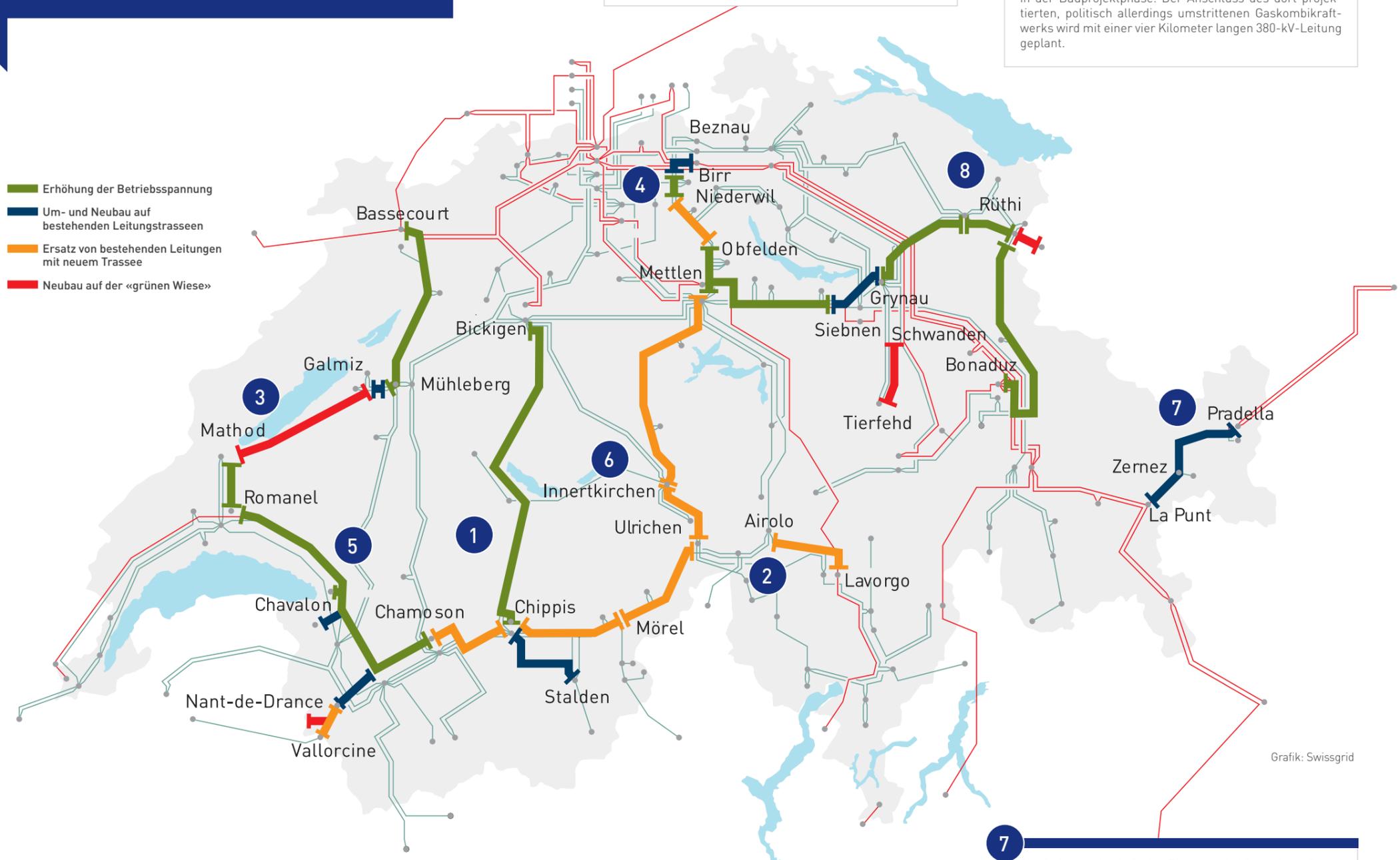
Noch vor dem bundesrätlichen Beschluss zum Atomausstieg im Mai 2011 haben Politik und Strombranche den Um- und Ausbau des Schweizer Übertragungsnetzes für das laufende Jahrzehnt definiert. Das Netz soll auf einer Länge von 1000 Kilometern modernisiert und ausgebaut werden.

Das Schweizer Übertragungsnetz ist in grossen Teilen über 40 Jahre alt und den künftigen Stromflüssen nicht mehr gewachsen. Die Grafik zeigt acht von insgesamt 52 Erneuerungs- und Ausbauprojekten, die bis im Jahr 2020 realisiert werden sollen. Die drei Hauptgründe für den Netzausbau sind:

- höhere Transportkapazitäten zwischen Walliser Wasserkraftwerken und Ballungsgebieten
- bessere Anbindung der Westschweiz an die Deutschschweiz und an Frankreich
- leistungsfähigere Verbindungen nach Osten und Norden, um die Kapazitäten für Stromimporte zu erhöhen (auch für Windstrom aus Norddeutschland)

Praktisch alle Um- oder Ausbauprojekte erfolgen auf bestehenden Leitungstrasseen. Eine wichtige Massnahme ist die Erhöhung der Spannung von 220 auf 380 Kilovolt (kV): Dank der höheren Spannung kann eine Leitung die dreifache Strommenge transportieren. Die Stromverluste werden gleichzeitig reduziert.

- Erhöhung der Betriebsspannung
- Um- und Neubau auf bestehenden Leitungstrasseen
- Ersatz von bestehenden Leitungen mit neuer Trasse
- Neubau auf der «grünen Wiese»



**1** Die Leitungen zwischen dem Wallis und dem Berner Oberland über den Gemmpass werden gemäss dem heutigen Stand der Vorschriften erneuert und mit 380-kV-Leitungen verstärkt.

**2** Die 220-kV-Verbindung vom Wallis durch das Goms ins Mittelland bzw. ins Tessin wird auf 380 kV ausgebaut.

**3** Die Leitung zwischen Galmiz (FR) und Method (VD) ist einer der wenigen Leitungsneubauten auf neuem Trasse; weitere Abschnitte auf den Strecken Bassecourt – Mühleberg – Galmiz und Method – Romanel werden auf eine höhere Betriebsspannung umgerüstet.

**4** Die Überlandleitungen zwischen Beznau (AG) und Mettlen (LU) werden auf eine höhere Spannung umgebaut und neuen Vorschriften ausgelegt. Ein Novum für das Schweizer Übertragungsnetz: In Riniken bei Brugg wird einen rund ein Kilometer langes Teilstück in die Erde verlegt.

**5** Mit dem Ausbauprojekt im Unterwallis werden Leitungen modernisiert und das Pumpspeicherkraftwerk Nant-de-Drance, das zurzeit gebaut wird, an das Höchstspannungsnetz (380-kV- statt 220-kV-Leitungen) angeschlossen. Das Teilprojekt mit dem Anschluss nach Chavalon ist in der Bauphase. Der Anschluss des dort projektierten, politisch allerdings umstrittenen Gaskombikraftwerks wird mit einer vier Kilometer langen 380-kV-Leitung geplant.

**6** Auf der Verbindung Mettlen – Ulrichen werden die bestehenden Leitungen auf vorwiegend neuen Trasseen mit höheren Spannungen aus- und umgebaut.

**7** Der Leitungsabschnitt im Engadin wird für höhere Spannungen ausgebaut.

**8** Die Hochspannungsleitungen von Mettlen (LU) über Siebnen, Grynau und Rüthi nach Bonaduz (GR) werden auf 380 kV ausgebaut oder modernisiert und neuen Vorschriften angepasst.

Grafik: Swissgrid

# Pumpspeicherkraftwerke

können ein neues Geschäftsmodell als grüne Batterie Europas sein.

Pumpspeicherkraftwerke erfüllen eine systemrelevante Ausgleichs- und Speicherfunktion, deren Bedeutung mit der Energiewende noch steigen wird. Bei der aktuellen Lage auf dem Strommarkt rechnet sich diese Art der Stromspeicherung jedoch nicht. Die Folge: Erste Projekte werden zurückgestellt. Die Finanzierung der Speicherleistung ist politisch zu klären, damit die Schweiz auch in Zukunft eine Drehscheibe der europäischen, dann aber erneuerbaren Stromversorgung bleibt.

Pumpspeicherkraftwerke sind heute die einzige Speichermöglichkeit für Strom in grossem Massstab. Mit einem Wirkungsgrad gegen 80% ist die Technologie vergleichsweise effizient, mit Investitionskosten von einer bis zwei Millionen Franken pro MW installierte Leistung zudem relativ günstig. Dank ihrer hohen Flexibilität leisten Pumpspeicherkraftwerke einen entscheidenden Beitrag zur Netzstabilität: Innerhalb von Minuten können sie auf Produktions- oder Verbrauchsschwankungen reagieren und zwischen Pumpen und Turbinieren wechseln. Pumpspeicherkraftwerke gelten deshalb als systemrelevantes Element der Stromversorgung.

Auch wirtschaftlich haben sich Pumpspeicherkraftwerke bewährt. Zum Pumpen wird bislang günstiger Nachtstrom aus Atom- und Kohlekraftwerken in der Schweiz und Europa verwendet. Die gespeicherte Energie wird dann während der Verbrauchsspitzen insbesondere am Mittag abgerufen und zu Höchstpreisen verkauft. Mit der Preisdifferenz machen die Energiekonzerne gute Gewinne – zumindest bis vor Kurzem. Entsprechend offensiv wurde in die Kapazitätserweiterung investiert: Ak-

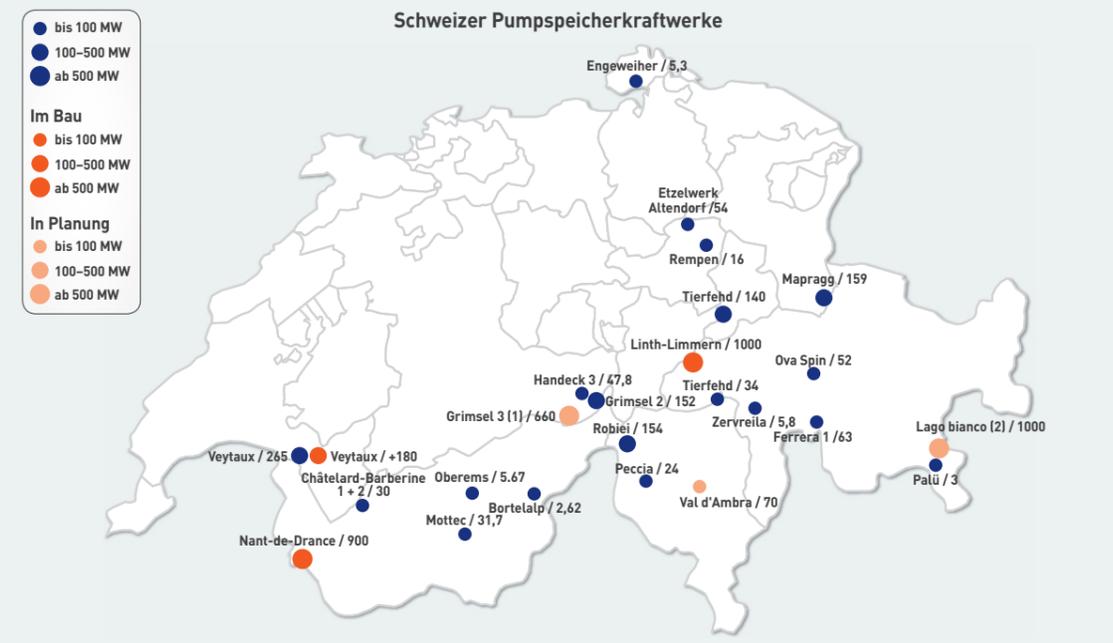
tuell werden mit Linth-Limmern, Nant-de-Drance und Veytaux drei Pumpspeicherkraftwerke gebaut bzw. erheblich erweitert.

### Energiewende stellt Geschäftsmodell auf den Kopf

Die Energiewende schafft jedoch ganz neue Voraussetzungen: An sonnigen Tagen liefert bereits heute die Photovoltaik die meiste Spitzenenergie in der bisher ertragsreichsten Mittagszeit – die Pumpspeicherkraftwerke stehen still. Unter diesen Bedingungen lassen sich diese nicht mehr wirtschaftlich betreiben. Die Perspektiven sind so ungewiss, dass Investitionen aufgeschoben werden: Das neue Pumpspeicherkraftwerk Grimsel 3 wird vorerst nicht gebaut, obwohl die Konzession bereits erteilt wurde.

Das scheint paradox, denn die Speicherung und bedarfsgerechte Bereitstellung von Strom gilt als eine der grossen Herausforderungen der Energiewende. Zusätzliche Speicherkapazitäten sind nötig, weil die Energieproduktion volatiler wird. Um 4000 bis 5000 MW Windkraft- und Photovoltaikleistung ins System zu integrieren, ist rund 1000 MW Pumpspeicherleistung erforderlich, rechnen Experten. Der Bundesrat ist sich dessen bewusst und lässt Bedarf und Speichermöglichkeiten vertieft untersuchen. So können Massnahmen wie Lastmanagement, Aufbau dezentraler Speicher, vorübergehende Abregelung Erneuerbarer-Energie-Anlagen, Anreize zu steuerbarer Produktion oder punktueller Netzausbau die dafür erforderliche Pumpspeicherleistung weiter reduzieren.

Noch dringender ist der Bedarf, wenn man den Blick auf den europäischen Strommarkt lenkt. Deutschland wird spätestens ab 2020 grosse



Die Schweizer Pumpspeicherkraftwerke: Fünf Grossprojekte werden in den nächsten Jahren die Pumpleistung des Schweizer Wasserkraftparks von heute 1,4 GW auf rund 5,2 GW fast vervierfachen.

Speicherkapazitäten benötigen, um die Überschüsse aus den neuen Windparks zu verwerten, und setzt dabei auf Pumpspeicherkraftwerke im Alpenraum und in Skandinavien. Deutschland, Österreich und die Schweiz wollen die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken gemeinsam vorantreiben und haben im Frühling 2012 eine entsprechende Erklärung unterzeichnet.

### Pumpspeicher – wie weiter?

Heute rivalisieren die erneuerbaren Energien mit Bandenergie aus Atom- und Kohlekraftwerken. Bei einem Überangebot ist es oft günstiger, Strom zu vernichten als zu speichern. Investitionen in neue Speicherkapazitäten rechnen sich so nicht und werden aufgeschoben. Es braucht verlässliche Rahmenbedingungen und Anreize für die systemrelevanten Speicher- und Netzstabilisierungsleistungen, damit die künftig notwendigen Kapazitäts-

erweiterungen realisiert werden. Verschiedene Ansätze werden diskutiert: Die Ausweitung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) auf Grosswasserkraftwerke, Bundesdarlehen oder eine Senkung der staatlichen Abgaben, insbesondere des Wasserzinses, könnten die Rentabilität der Pumpspeicherkraftwerke sichern. Politische Vorstösse fordern, Stromproduzenten mit schwankender, nicht steuerbarer Produktion an den Kosten für die Speicherung zu beteiligen. Ein Widerspruch zur Energiepolitik – weshalb auch der Bundesrat einer bedarfsgerechten Einspeisung unabhängig von der Produktionsart den Vorzug gibt.

Setzt die Schweiz auf neue Speicher und reserviert diese für sauberen Strom, können wir in Zukunft als grüne Batterie Europas eine bedeutende Rolle im internationalen Strommarkt einnehmen. Auch dafür sind heute die Weichen zu stellen.

# Batteriespeicher entlasten die Stromnetze.

Sie funktionieren wie die bekannten Batterien, nur sind sie um ein Vielfaches grösser: Riesige Batteriespeicher können durch Wind- und Solarstrom verursachte Netzschwankungen ausgleichen. Erste Netzspeicher sind in Betrieb.

Dezentrale Batteriespeicher liefern einen wichtigen Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien, so das Fazit der «Speicherstudie 2013» des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg (D). Werden Batteriespeicher direkt mit einer Photovoltaik-(PV-)Anlage oder einem Windkraftwerk kombiniert, können sie «überschüssigen» Strom aufnehmen, ohne die Netzinfrastruktur zu belasten. Batteriesysteme erzielen laut ISE-Studie eine «deutliche Senkung von Einspeisespitzen». Dies erklärt, warum zurzeit vielerorts Batteriespeicher gebaut werden – direkt bei den Erzeugern oder an ausgewählten Netzknoten.

Dank intelligenter Steuerung erfüllt ein Batteriespeicher mehrere Funktionen. Er kann die PV-Erzeugung glätten und gleichzeitig Regelenergie liefern. Durch das Zusammenspiel mit umliegenden PV-Anlagen und Boilern kann dieser Nutzen multipliziert werden. Weltweit wird an den besten Betriebskonzepten für Speicher geforscht, auch in der Schweiz. Das Start-up Ampard hat mit der ETH Zürich eine intelligente Steuerung entwickelt, die bereits in mehreren Schweizer Batteriespeichern zur Anwendung kommt.

## Über 90 % Wirkungsgrad

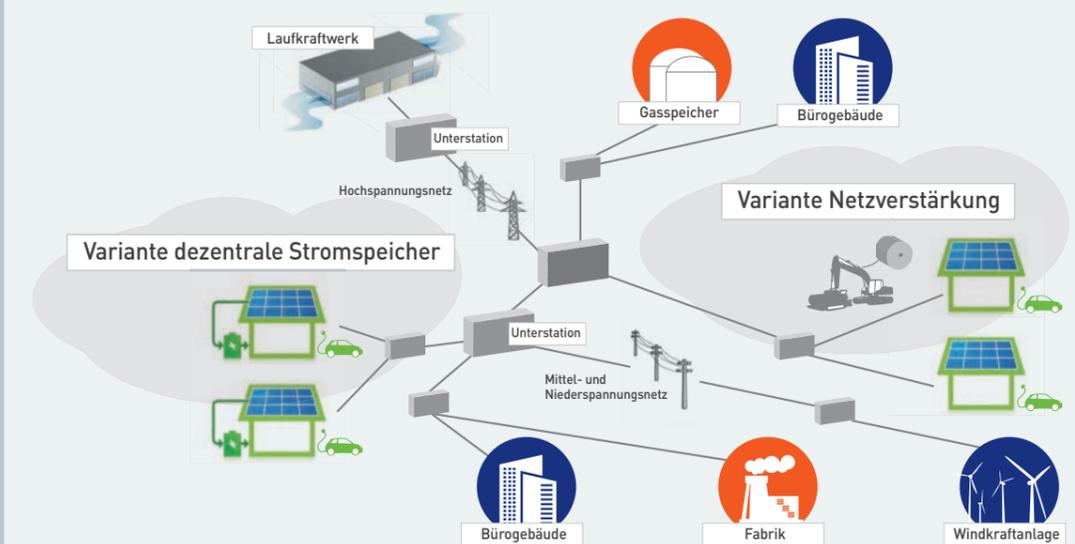
Die bislang grösste Netzbatterie der Schweiz steht in Dietikon (ZH) auf dem Gelände der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ). Die Riesenbatterie ist mit rund 10 000 Lithium-Ionen-Zellen ausge-

stattet, kann 500 kWh Strom speichern und weist einen Wirkungsgrad von über 90% auf. Gebaut hat den Stromspeicher das Energietechnikunternehmen ABB. Seit Frühjahr 2012 ist die Batterie als Teil des Mittelspannungsnetzes in Betrieb. Mit der Pionieranlage sammeln die EKZ Erfahrungen, wie sich Batteriespeicher verhalten, wie sie sich ins Verteilnetz einbinden und wirtschaftlich betreiben lassen. Der EKZ-Speicher ist geeignet zur Bereitstellung von Regelenergie, weil er mit 1 MW eine erhebliche Leistung hat und die Hälfte der 500 kWh gespeicherten Stroms in nur 15 Minuten liefern kann.

Wenige Kilometer von Dietikon entfernt baut der Stadtzürcher Energieversorger ewz in einer Wohnüberbauung in Zürich-Affoltern ebenfalls einen Batteriespeicher mit Lithium-Ionen-Technologie. Die Pilotanlage hat das gleiche Speichervolumen wie der EKZ-Speicher, dient aber einem anderen Zweck: Sie ist darauf zugeschnitten, den Strom aufzunehmen, den die benachbarte Photovoltaik-Anlage (110 kW) während eines Tages produziert. Um die Aufgabe als Tagesspeicher zu meistern, verfügt sie über eine Leistung von 120 kW. Die Batterie kann somit sämtlichen Strom speichern, den die Anlage in Spitzenzeiten produziert. Die Energie wird dann in den Abend- und Morgenstunden, wenn der Sonnenstrom nachgefragt wird, ins Netz eingespeist.

## Ausbau des Verteilnetzes umgehen

Batteriespeicher zählen bei den Schweizer Energieversorgungsunternehmen zu den strategischen Entwicklungsprojekten. Die Energie Thun AG und die Industriellen Werke Basel haben Pilotanlagen bereits in Betrieb genommen. Die Centralschweizerischen Kraftwerke AG (CKW) baut in ihrem



Grafik: Centralschweizerische Kraftwerke AG

Wenn erneuerbarer Strom, z.B. aus Photovoltaikanlagen, bestehende Leitungen überfordert, kann das Netz ausgebaut werden (rechts). Eine Alternative sind dezentrale Batteriespeicher (links). Grafik: Centralschweizerische Kraftwerke AG

Netz derzeit an drei Standorten im Kanton Luzern Stromspeicher. Der Stromversorger errichtet seine Speicher dort, wo neue mittelgrosse Solaranlagen (20 bis 150 kW) entstehen. Anlagen dieser

Grösse erfordern bisher oft eine Netzverstärkung. Die CKW will herausfinden, ob und inwiefern mit dezentralen Speichern ein Netzausbau umgangen werden kann.

## Neue Batterietechnologien

- Die Lithium-Ionen-Batterie ist zurzeit die verbreitetste Technologie zur Speicherung von elektrischem Strom. Sie kommt in Handys, Computern, E-Bikes und Elektromobilen zum Einsatz, aber auch in den stationären Netzspeichern, die in der Schweiz zurzeit entstehen.
- Die Salzbatterie nutzt eine seit längerem bekannte Speichertechnologie auf der Basis von Keramik und Salz. In Italien und den USA werden Salzbatterien des japanischen Herstellers NGK heute im grossen Stil zum Bau von leistungsfähigen stationären Netzspeichern (3 MWh Speicherkapazität und mehr) verwendet.
- Die Zink-Luft-Batterie beruht auf einer chemischen Speichertechnologie, die in Knopfzellen (z.B. für Hörgeräte) Verwendung

findet. Mit modernen Verfahren soll die Technologie für leistungsfähige und preisgünstige Akkumulatoren weiterentwickelt werden.

- Die Flussbatterie speichert Elektrizität wie eine klassische Haushaltsbatterie chemisch, allerdings ist hier das Speichermedium (Elektrolyt) nicht fest, sondern flüssig, und lagert in zwei Tanks. Zum Betrieb ist eine Pumpe erforderlich. Flussbatterien sind als Puffer für Windkraftanlagen im Einsatz.
- Die Liquid-Metal-Batterie nutzt als Speichermedium flüssige, in Schichten übereinander liegende Metalle. Sie befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium, gelten aber als Kandidat für ein kostengünstiges Speichermedium der Zukunft.

# Neue Speichertechnologien

speichern erneuerbare Energien über kurz oder lang.

Wind und Sonne liefern Energie nicht immer dann, wenn man sie braucht – so lautet ein längst überholtes Argument gegen erneuerbare Energien. Dabei stehen heute unterschiedliche Technologien bereit, um Energie über Sekunden, Stunden, Tage oder gar Monate zu speichern.

Wer es nicht glaubt, muss nur nach Oberburg bei Burgdorf fahren. Dort baut Solarunternehmer Josef Jenni zwei Mehrfamilienhäuser mit je acht Wohnungen, die Heizenergie und Warmwasser über das ganze Jahr hinweg allein aus Sonnenkollektoren beziehen. Möglich wird das wärmeautarke Sonnenhaus durch zwei Tanks von 10 m Höhe mit jeweils 108 m<sup>3</sup> Fassungsvermögen. Die beiden Saisonspeicher retten die vorwiegend im Sommer aufgenommene Solarwärme in die kalte Jahreszeit. Die Mehrkosten pro Wohnung sind mit 6 % der Gebäudeerstellungskosten überschaubar und je nach Energiepreisentwicklung in wenigen Jahren amortisiert.

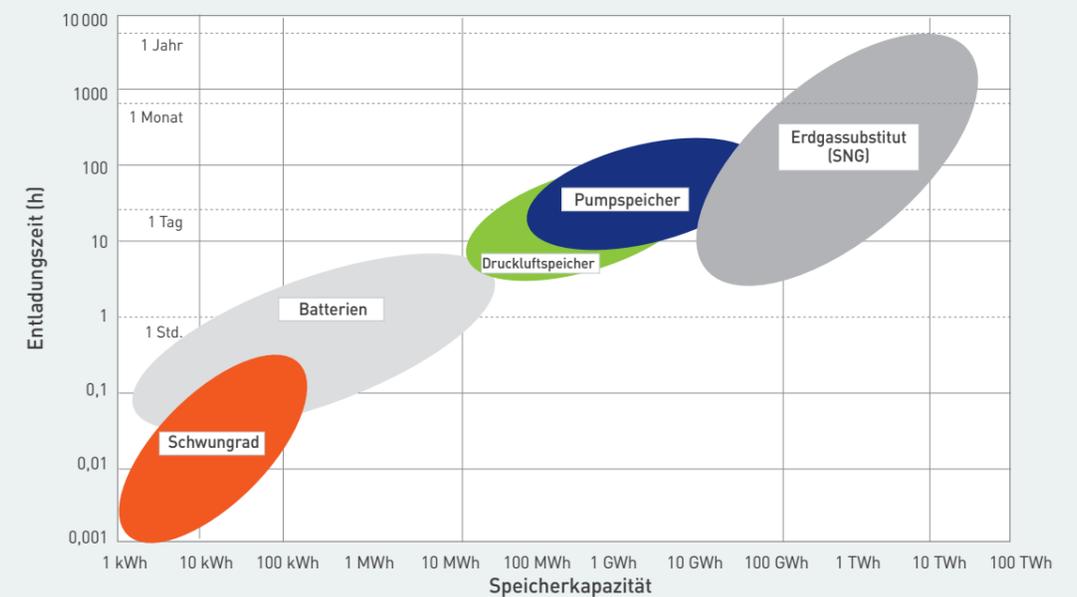
## Innovative Wärme- und Stromspeicher

In Planung sind auch Warmwasserspeicher für ganze Wärmenetze. Solche Speicher ermöglichen in grösserem Stil, Wärmeproduktion und -verbrauch zu entkoppeln, was einen flexibleren Betrieb von Wärmenetzen ermöglicht. Die AGRO Energie Schwyz AG plant in Seewen (SZ) einen 50 m hohen Warmwasserspeicher mit einem Inhalt von 30 000 m<sup>3</sup>. Der bei Landschaftsschützern umstrittene Tank soll die Fernheizanlage Wintersried im Talkessel von Schwyz ergänzen, die – beheizt durch eine Biogasanlage und eine Holzschnitzelfeuerung – Wärme und Strom für die Region Schwyz liefert. Der Speicher soll in erster Linie als Tagesspeicher dienen: Während

der Nacht nimmt er Wärme auf, um sie in Spitzenzeiten abzugeben.

Aber auch Stromspeicher sind immer gefragter. Ein wichtiges Auslegungsmerkmal ist die Speicherdauer: Schwungradspeicher, Batterien und Druckluftspeicher stehen als Kurzzeit- und Tagesspeicher im Vordergrund, während Pumpspeicherwerke, Wasserstoffspeicher und Gasnetze das Potenzial für längere Speicherzeiträume und grössere Speichermengen haben. Pumpspeicherwerke sind allerdings in der Regel als saisonale Speicher ungeeignet. Die Grande Dixence im Wallis – das grösste Schweizer Pumpspeicherwerk – kann ihre Maximalleistung (2,1 GW) über höchstens 40 Tage erbringen; danach wäre in dieser hypothetischen Betrachtung der Speichersee leer. Als saisonale Speicher geeignet sind Wasserstoffspeicher bzw. per Methanisierung gewonnenes erneuerbares Gas. Voraussetzung dafür ist der Bau von Gasspeichern bzw. ein gut ausgebautes Gasnetz.

Die Speicherverfahren für Strom variieren hinsichtlich Speicherinhalt, Leistung, Dynamik, Wirkungsgrad, Lebensdauer und Anzahl Ladezyklen. Ihre Wirtschaftlichkeit hängt von Investitions-, Unterhalts- und Betriebskosten ab. Die berechenbaren Gewinnspannen zwischen Hoch- und Tiefpreisstunden, mit denen die Pumpspeicherwerke einst ihr Geld verdienten, sind Vergangenheit. Speicher müssen sich künftig durch kurzfristige und unregelmässig auftretende Preisschwankungen finanzieren (Ausnützung des «price spread»). Als solche werden sie die notwendige Reservekapazität für die Integration der fluktuierend produzierenden Solar- und Windanlagen bereitstellen.



Grafik: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Je nach Einsatzgebiet stehen Stromspeichersysteme mit unterschiedlicher Speicherdauer und -kapazität zur Verfügung.

## Speicher für jeden Zweck

- **Schwungradspeicher** konservieren elektrische Energie in der Form von mechanischer Rotationsenergie. Soll Strom gespeichert werden, wird dieser in einen Elektromotor geleitet, der das Schwungrad in Bewegung versetzt (= Ladevorgang). Beim Entladen wird das Schwungrad abgebremst und die Rotationsenergie mit einem Generator in Strom rückverwandelt. Fährt ein Tram bergab, kann seine Bremsenergie verstromt («rekuperiert») und über die Stromleitung in den Schwungradspeicher geleitet werden. Die im Schwungradspeicher gespeicherte, reperierte Energie kann dann verwendet werden, um das nächste bergauf fahrende Tram anzutreiben. Das Stadtzürcher Elektrizitätswerk ewz hat das Potenzial der Energierückgewinnung für eine Versuchsstrecke mit 60 m Höhendifferenz im Rahmen eines Pilotversuchs berechnet. Auf der Strecke kann über das Jahr 200 000 kWh Strom zurückgewonnen werden, der Verbrauch von 50 Durchschnittshaushalten. Im Schweizer Energienetz sind bisher keine Schwungradspeicher im Einsatz.
- **Batterien** → Seiten 26/27

- **Druckluftspeicher** (auch: Compressed Air Energy Storage/CAES) speichern Strom in Form von Druckluft. Beim Ladevorgang wird mit dem zu speichernden Strom ein Kompressor angetrieben, der Luft in einem Druckgefäss (Tank, Kaverne) verdichtet. Beim Entladevorgang wird die verdichtete Luft aus dem Druckgefäss entlassen und die als Druck gespeicherte Energie über einen Generator in Strom rückverwandelt. Die Tessiner Firma Airlight Energy möchte einen 150 m langen ausgedienten Neat-Transportstollen in Biasca als Druckluftspeicher nutzen. Auf dem gleichen Wirkungsprinzip basiert eine Pilotanlage, die die Firma Enairys (ein Spin-off der ETH Lausanne) zusammen mit der BKW gebaut hat, um den Strom des Solarkraftwerks Mont-Soleil zwischenspeichern. Diese Speicher sind noch im Entwicklungsstadium und noch nicht marktreif.
- **Pumpspeicherkraftwerke** → S. 24/25
- **Wasserstoff** → S. 8/9 und 16/17
- **Erneuerbares Gas (SNG)** → S. 16/17

# Transnationale Netze

sind die Basis für eine nachhaltige Energieversorgung in Europa.

Vor einem halben Jahrhundert wurde die Schweiz zu einem wichtigen Akteur im Stromhandel. Heute leistet sie abermals Pionierarbeit, indem sie am europäischen Netz zur Einbindung der erneuerbaren Energien mitbaut. Dabei spielt auch das Gasnetz eine wichtige Rolle.

Die Schweiz ist seit 1958 die europäische Stromdrehscheibe. Damals wurden in Laufenburg die 380 kV-Hochspannungsnetze Deutschlands, Frankreichs und der Schweiz zusammengeschaltet. Dieser Knotenpunkt («Stern von Laufenburg») war die Grundlage eines kontinentaleuropäischen Netzverbunds mit heute 530 Millionen Konsumenten in 30 Ländern. 40 Leitungen verbinden das Schweizer Übertragungsnetz mit dem Ausland. Über sie fliesst ein Zehntel des gesamten Stroms, der in Europa ausgetauscht wird. Dieser Austausch schafft Versorgungssicherheit und Wohlstand.

## Hochleistungsnetz für Europa

Wie beim Verkehr steht die Schweiz auch beim Strom vor Herausforderungen, die weit über die Landesgrenzen hinausgehen. Ein Treiber ist die Idee, norddeutschen Windstrom und Solarstrom aus dem Süden in den Schweizer Stauseen zu speichern, bis er von den Konsumenten nachgefragt wird. Diese und weitere Entwicklungen stehen hinter der Idee, in Europa ein neues Hochleistungsnetz (Supergrid oder E-Highway) für den Transport grosser Strommengen über weite Distanzen zu errichten. Seit 2012 laufen die Planungen, die Schweiz arbeitet intensiv mit. Realisiert werden soll das Supernetz schrittweise von 2020 bis 2050. Die Schweiz wird möglicherweise mit einer neuen Nord-Süd-Trasse zu diesem Projekt beitragen. Die aktuellen Diskussionen gehen in die Richtung, für das europäische Supergrid auf

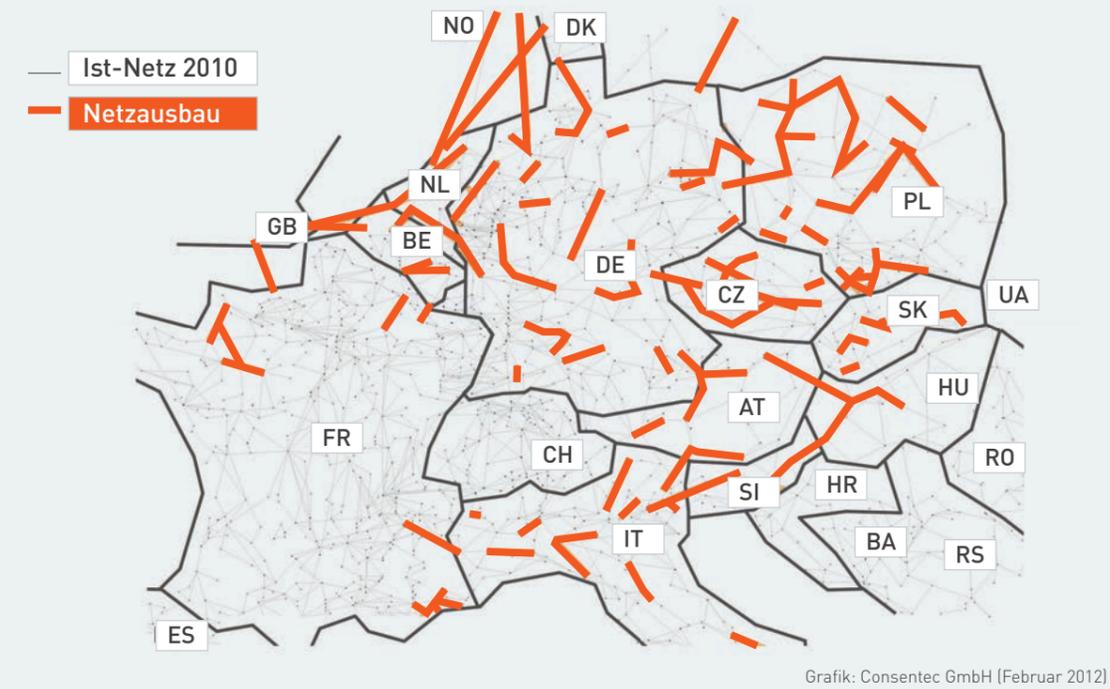
die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) zu setzen. Das Verteilnetz würde weiterhin mit dem heute üblichen Wechselstrom betrieben, für den Transport über lange Distanzen würde dieser aber in Gleichstrom umgeformt. Mit HGÜ-Technik wird der Transport nämlich effizienter. Allerdings kompensieren erst ab mehreren Hundert Kilometern Leitungslänge die niedrigen Übertragungsverluste die hohen Investitionen und die Verluste der Stromrichter. Bis die Technologie für einen europäischen Netzverbund reif ist, haben die Hochspannungsingenieure noch einige technische Hürden zu nehmen. Auch sind Fragen zu Kosten, Kostenverteilung, Betreiberverantwortung und zur gesellschaftlichen Akzeptanz zu klären.

## Erneuerbare Energien europaweit integrieren

Das Supergrid fusst auf der Vision, die erneuerbaren Energien grenzüberschreitend zu fördern. Dabei liefern die Regionen jeweils unterschiedliche Beiträge. So entstehen in Nordeuropa Offshore-Windparks, während im Süden bis hin zur afrikanischen Wüste Solarstrom erzeugt wird. Die Renewables Grid Initiative ist ein Zusammenschluss von Netzbetreibern und Umweltverbänden, die gemeinsam das Ziel einer vollständigen Integration von erneuerbaren Energie in die europäischen Netze fördern.

### Zehnjahresplan für Europa

Der Zehnjahresplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zur Netzentwicklung (Ten Year Network Development Plan/TYNDP) umfasst über 100 Ausbauprojekte in Europa, u.a. im Bereich der erneuerbaren Energien. Der Netzplan, im Jahr 2012 mit einem Zeithorizont bis 2022 entworfen, sieht Investitionen in der Höhe von 104 Mrd. Euro vor, um Hochspannungsleitungen in Europa zu modernisieren und rund 51 500 Kilometer neu zu bauen. Die Schweiz ist mit drei Ausbauprogrammen am TYNDP beteiligt.



Ausbauprojekte des Stromübertragungsnetzes im europäischen Ausland bis 2035.

## Leistungsfähiges Erdgasnetz

Die leitungsgebundene Energieversorgung der Schweiz erfolgt nebst über das Strom- auch über das Gasnetz. Die Anfänge der modernen Gasversorgung reichen in das Jahr 1974 zurück. Damals entstand eine grosse Nord-Süd-Leitung durch die Schweiz, die holländisches Gas nach Italien brachte und in der Schweiz zu einer Renaissance der Gasnutzung führte. Diese hatte im 19. Jahrhundert mit der Verwendung von kohlebasierendem Stadtgas für Beleuchtung und Kochen begonnen.

Heute sind 890 Gemeinden an das 18 000 Kilometer lange Schweizer Gasnetz angeschlossen, welches über ein Dutzend Einspeisepunkte mit dem euro-

päischen Transportnetz verbunden ist. Das in der Schweiz verbrauchte Erdgas stammte 2012 hauptsächlich aus EU-Staaten (41 %), Norwegen (24 %) und Russland (23 %). Der Anteil von Biogas beträgt beim Treibstoff etwa 20 %, beim Brennstoff etwa 1 Promille. Der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) will den Anteil von Biogas von aktuell rund 82 GWh auf 300 GWh bis im Jahr 2016 erhöhen. Parallel soll die Power-to-Gas-Technologie gefördert werden.

Das Transportnetz durch die Schweiz verfügt über grosse freie Kapazitäten. Doch ist auch hier punktuell eine Modernisierung nötig, um das Gas künftig nicht nur von Norden nach Süden, sondern auch in die Gegenrichtung transportieren zu können.

# Ausbaukosten

für leistungsfähige Netze sinken dank innovativer Technologien.

Die ohnehin notwendige Modernisierung des in die Jahre gekommenen Schweizer Stromnetzes kostet bis im Jahr 2050 18 Milliarden Franken, rechnet der Bundesrat in seiner Energiestrategie 2050 vor. Der Einsatz intelligenter Technik im Verteilnetz trägt dazu bei, die Kosten massgeblich zu senken.

Der Unterhalt der Strassen- oder Schieneninfrastruktur kostet viel Geld. Dasselbe gilt für den anstehenden Um- und Ausbau des Schweizer Stromnetzes, dessen optimale Anbindung an das europäische Netz und den Bau neuer Stromspeicher im Zuge der Energiewende. Swissgrid will allein in den nächsten zehn Jahren 2,8 Mrd. Fr. in den Ausbau und die Erneuerung des Übertragungsnetzes investieren. Beim Verteilnetz besteht ein langfristiger Finanzierungsbedarf in zweistelliger Milliardenhöhe. Zum Vergleich: Das Verkehrs-Infrastrukturprojekt Neat verschlingt voraussichtlich knapp 19 Mrd. Fr. Auch leistungsfähige Netze, die die Versorgung sicherstellen und damit einen Grundpfeiler der Schweizer Volkswirtschaft bilden, haben ihren Preis. Teuer würde es allerdings erst recht dann, wenn der Netzausbau vernachlässigt würde: Eine Studie im Auftrag des Bundes beziffert die Kosten eines landesweiten Blackouts auf 8 bis 30 Mio. Fr. – pro Minute!

### Zusätzliche Mittel für den Netzausbau

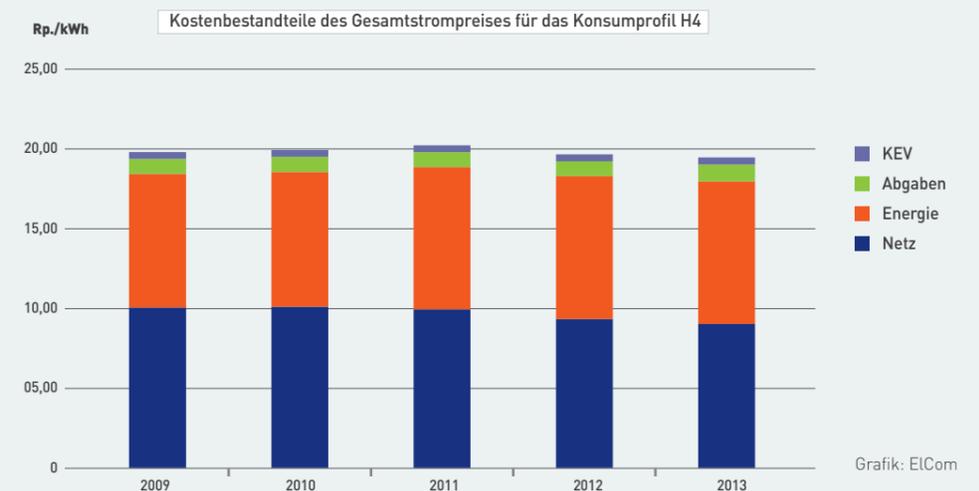
Die Kosten für Ausbau und Unterhalt des Stromnetzes tragen die Stromkonsumenten. Die Netzbetreiber bekommen ihre Investitionen nämlich über den Strompreis zurückerstattet. Massstab für die Rückerstattung ist die Summe, die sie

bislang in das Netz investiert haben. Aus dem investierten Kapital errechnet sich der Betrag, den die Netzbetreiber auf den Strompreis schlagen dürfen. Berechnungsgrundlage ist der Kapitalzinssatz für Stromnetze (Weighted Average Cost of Capital, WACC). Vor Kurzem hat der Bundesrat den WACC angehoben – und verschafft den Netzbetreibern damit zusätzlich rund 100 Mio. Fr. pro Jahr, um den anstehenden Netzausbau bewältigen zu können.

Die Netzkosten machen heute rund die Hälfte des Strompreises aus, annähernd 10 Rp./kWh bei einem Durchschnittspreis von knapp 20 Rp./kWh (siehe Grafik). Der überwiegende Teil der Netzkosten entfällt auf die Verteilnetze, ein kleiner Teil auf das Übertragungsnetz (0,83 Rp. für das Jahr 2014). Diese 0,83 Rp. decken die Kosten für Systemdienstleistungen (Bereitstellung von Regelenergie, die zum Ausgleich von produzierter und verbrauchter Strommenge nötig ist) und Netznutzung (Kapital- und Betriebskosten des Übertragungsnetzes). Von 2010 bis 2013 waren die Netzkosten rückläufig, 2014 werden sie aufgrund von Sonderbelastungen wieder zunehmen. Mittelfristig ist mit steigenden Netzkosten zu rechnen. Grund dafür ist die anstehende Netzmodernisierung. Der Ausbau lokaler Netze für die verstärkte dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien ist dabei nur ein Faktor unter vielen.

### Netzausbau durch dezentrale Anlagen

Neue, dezentrale Kraftwerke verlangen nach punktuellen Netzverstärkungen, ebenso nach dem Ausbau von Trafostationen und dem Einsatz von intelligenter Regel- und Steuertechnik.



- Kostenbestandteile des Strompreises für einen typischen Schweizer Haushalt (Jahresverbrauch: 4500 kWh) für die Jahre 2009 bis 2013**
- **Netz:** Kosten für Betrieb, Instandhaltung und Erneuerung des Stromnetzes; hinzu kommen die Kosten für Systemdienstleistungen, mit denen die nationale Netzgesellschaft Swissgrid Stromproduktion und -verbrauch aufeinander abstimmt
  - **Energie:** Kosten für Erzeugung, Beschaffung und Vertrieb des Stroms
  - **Abgaben:** Entgelt an Gemeinwesen für die Benutzung des öffentlichen Grunds durch Leitungen
  - **KEV:** Kostendeckende Einspeisevergütung zur Förderung der erneuerbaren Energien

Eine Studie der Consentec GmbH im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE hat die mit der Energiestrategie 2050 verbundenen Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Energieversorgung auf die Schweizer Verteilnetze untersucht. Der Ausbau von dezentralen Produktionsanlagen führt zu einem Ausbaubedarf insbesondere in den Verteilnetzen.

Die Mehrkosten im Jahr 2050 schätzt der Expertenbericht auf 10 bis 25%, falls das Netz auf klassische Art ausgebaut wird. Diese Mehrkosten können allerdings durch den Einsatz innovativer Technologien gedämpft werden. So lassen sich die

Mehrkosten halbieren, beispielsweise durch den Einsatz neuartiger Transformatoren, die die Spannung von Mittel- auf Niederspannung abhängig von der jeweiligen Einspeise- und Belastungssituation umsetzen können. Dank solcher Massnahmen können Leitungen auf niedrigere Maximalbelastungen ausgelegt werden, was den Leitungsneubau begrenzt. «Die Kosten können durch intelligente Steuerungen im Verteilnetz (Smart Grids) stark reduziert werden», hält der Bundesrat in der Energiestrategie 2050 fest. Dabei bleibt die Modernisierung der Netzinfrastruktur eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, für die eine breite Akzeptanz erst noch gewonnen werden muss.

# Genehmigungs- und Bewilligungsverfahren werden für den Umbau des Energiesystems beschleunigt.

Darin sind sich für einmal alle einig: Bewilligungsverfahren für neue Energieanlagen müssen einfacher und schneller werden. Doch wer die Rechnung ohne die Bürger macht, kommt auch dann nicht zum Ziel. Nur Projekte, von denen schliesslich alle direkt oder indirekt profitieren, finden Akzeptanz und sind wirklich nachhaltig.

Infrastrukturvorhaben, ob Strassen, Schienen, Funkantennen, Kraftwerke oder eben Energienetze, sind in aller Regel mit aufwendigen und langwierigen Verfahren verbunden – und gegen den Willen einer zunehmend für ihre eigenen Bedürfnisse und die ihrer Umwelt sensibilisierten Bevölkerung nicht durchzusetzen.

Während Photovoltaikanlagen, auch dank ästhetischer Fortschritte, die gerade dach- und fassadenintegrierte Anlagen nahezu unsichtbar machen, breite Akzeptanz finden, stossen andere oft auf Widerstand. So warten manche Windkraftprojekte seit über zehn Jahren auf einen Bescheid, während sie andernorts längst profitable Mitglieder der Gemeinde sind. Auch Wasserkraft- und Biogasanlagen ebenso wie Netz- und Speicherinfrastrukturen müssen bis zur Realisation zahlreiche Hürden nehmen.

### Schneller, einfacher, verbindlicher

Doch ob Grossinvestor oder Genossenschafter – Voraussetzung für erfolgreiche Projekte sind unkomplizierte und verlässliche Genehmigungsverfahren. Für die Bewilligung einer Übertragungsleitung sind neun bis zwölf Jahre der Idealfall, 20 und mehr die Regel. Und der Ausgang ist angesichts unterschiedlicher kantonaler Verfahren und zahlreicher Einsprachemöglichkeiten ungewiss – keine guten Voraussetzungen für die Erneuerung des

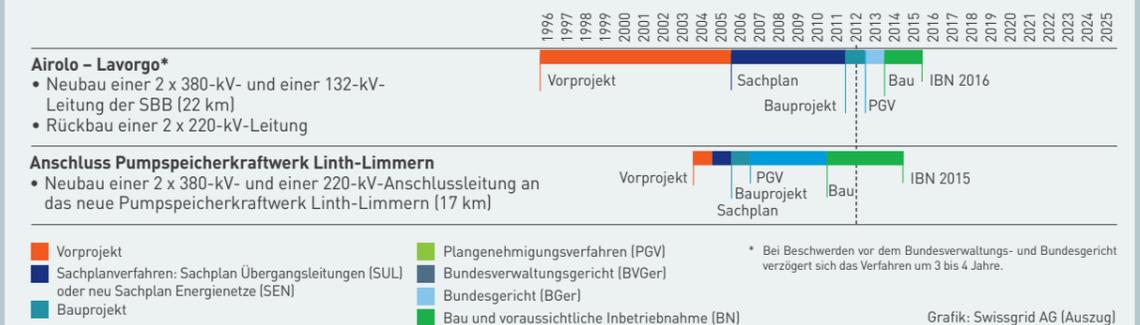
Energiesystems. Auch sorgen kuriose Entscheidungen von Behörden und Gerichten immer wieder für Aufsehen. Schlagzeilen machten etwa in Basel der verfügte Abriss einer Anlage, weil sie laut Stadtbildkommission «keine gute Gesamtwirkung» habe, oder ein Bootshaus am Zürichsee, dem die Baubewilligung trotz Einigung mit dem Energieversorger und der städtischen Denkmalpflege nachträglich aberkannt wurde.

Es ist an der Forschung und der Wirtschaft, Technologien zu entwickeln und Projekte so zu führen, dass die Kosten-Nutzen-Abwägung positiv ausfällt. Aufgabe der Politik ist es, die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass dies möglich wird. In diesem Sinne hat der Bundesrat mit der Energiestrategie 2050 auch neue Regelungen für die Bewilligungspraxis vorgelegt. Neben verfahrenstechnischen Abläufen schliessen diese auch die Sensibilisierung und Aufklärung der Bevölkerung für eine weitsichtige gesellschaftliche Willensbildung ein.

### Ohne die Bürger geht es nicht

Dass der frühzeitige Einbezug der Bevölkerung für den Erfolg von Infrastrukturvorhaben aller Art unabdingbar ist, steht ausser Zweifel. Oft geben der subjektiv wahrgenommene Nutzen gegenüber den erwarteten Kosten und das Vertrauen in die Projektverantwortlichen den Ausschlag. Wie unerschütterlich ein solches Fundament auch in kritischen Phasen ist, belegt die Unterstützung der Sankt Galler Bevölkerung für die Geothermiebohrung auch nach den Erschütterungen.

Dass die Bevölkerung nicht nur die negativen Effekte tragen, sondern auch von den Erträgen profitieren soll, ist das Prinzip der Bürgerkraftwerke:



Im Idealfall dauert ein Leitungsprojekt von der Planung bis zur Realisierung 9 bis 12 Jahre, sofern alles rundläuft. Diese Dauer wird jedoch oft massiv überschritten. Projekte wie der Anschluss Linth-Limmern zeigen aber, dass eine Verfahrensdauer von 9 Jahren durchaus möglich ist. Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid setzt auf neue Technologien und verbesserte Genehmigungsverfahren für möglichst nachhaltige Projek-

te. Gerade durch frühzeitigen kooperativen Einbezug der Betroffenen sollen die Verfahren beschleunigt und gemeinsam die aus stromsystemischer, nationaler und lokaler Sicht bestmögliche Lösung gefunden werden. Dabei orientiert sich Swissgrid am sogenannten NOVA-Prinzip: Zunächst wird das Netz optimiert, dann verstärkt und erst anschliessend ausgebaut (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau).

Netzausbauprojekte in der Schweiz: Zwischen sieben und mehr als 20 Jahren von der Planung bis zum Bau einer Leitung.

Die Projektanten profitieren von einer möglichst raschen Betriebsaufnahme der Anlage, Gemeinden und Bürger von stetig fliessenden Einnahmen. In Deutschland sollen Bürgeranleihen Anwohner und Grundstückseigner auch für den Ausbau der Übertragungsnetze gewinnen. Doch ist nicht nur die finanzielle Benachteiligung der Kleininvestoren

umstritten, sondern, wie Umfragen zeigen, ist den Menschen keineswegs egal, was in den Leitungen transportiert wird: Eine klare Mehrheit würde neuen Stromtrassen dann zustimmen, wenn sie dem Transport von Strom aus regionalen erneuerbaren Quellen dienen.

### Bund und Kantone machen vorwärts

Ein Bericht des Bundesrats nennt als Gründe für Verzögerungen beim Bau von Kraftwerken und Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien eine Vielzahl einzuhaltender Vorschriften, langwierige Bewilligungsverfahren, Auflagen und mangelnde personelle Ressourcen der Behörden und unzureichende Unterlagen seitens der Gesuchsteller. Hinzu kommen zahlreiche Einsprachen: gegen jedes zwanzigste Photovoltaikvorhaben, jedes fünfte Wasserkraftprojekt, jedes dritte Biomasseprojekt und jedes zweite Windenergieprojekt.

Geht es nach dem Bundesrat, sollen Nutzung und Ausbau der erneuerbaren Energien künftig von «nationalem Interesse» sein. Das macht Erneuerbare-Energie-Anlagen gleichrangig mit Objekten in den Bundesinventaren des Natur-, Landschafts-, Heimat- oder Ortsbildschutzes (BLN-Gebiete). Dazu legen Verordnungen Schwellenwerte fest: Wasserkraftanlagen sollen nicht kleiner als 3 MW und nicht grösser als 10 MW sein, Windenergieprojekte zwischen 5 und 20 MW.

Zudem sollen die Kantone verbindlich Gebiete zur Nutzung erneuerbarer Energien ausscheiden, was eine gesamtschweizerische Planung in den kantonalen Richt- und Nutzungsplänen ermöglicht. Auch sollen sie Bewilligungsverfahren beschleunigen und jene für Wasserkraft- und kleine Anlagen mit geringen Auswirkungen vereinfachen. Der Bund seinerseits richtet eine Koordinationsstelle ein, die Stellungnahmen und Bewilligungen der verschiedenen Bundesämter bündelt. Und mit dem revidierten Raumplanungsgesetz benötigen Solaranlagen, die genügend in die Dächer eingepasst sind, in Bau- und Landwirtschaftszonen grundsätzlich keine Baubewilligung mehr. Die Strategie Stromnetze des Bundesrats beschreibt Massnahmen, um den Verfahrensprozess von der Entwicklung bis zum Bau von Netzanlagen von heute bis zu 13 Jahren auf maximal 6 Jahre zu verkürzen.



