ENERGEIA

Magazin des Bundesamts für Energie BFE
Nummer 1 | Januar 2018

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

Erfolgreich im Energiebereich

Nachhaltigkeit
Welche Anreize bestehen für Investoren?

Energiegesetz
Was ist neu seit dem 1. Januar 2018?

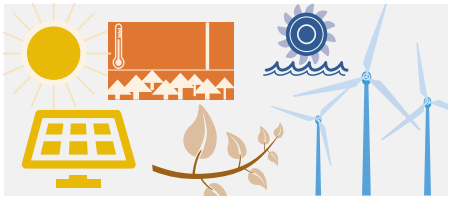
Watt d'Or
Wer gewinnt den Schweizer Energiepreis?

INHALTSVERZEICHNIS

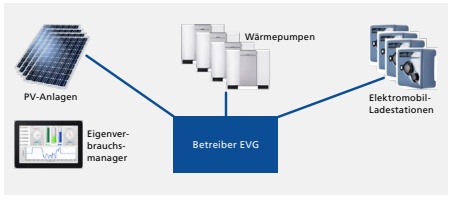
02 Interview mit HSG-Professor Rolf Wüstenhagen

04 Wer sind die Gewinner des diesjährigen Watt d'Or?

07 Was ist neu im Energiebereich seit dem 1. Januar 2018?



08 Wie werden erneuerbare Energien gefördert?



10 Eigenverbrauch optimieren mit lokaler Strombörse

11 Membrantechnologie für Biogas

12 Entwicklung der Gasturbinenindustrie

13 Bedeutung von Fernwärme in der Schweiz und in der EU

14 ETH-Spin-off ist Stromflüssen auf der Spur

15 Mehr produzieren mit bifazialer Photovoltaiktechnologie

16 Aufgeschnappt im Energiebereich

18 Im Fokus der nächsten Energeia-Ausgabe

Impressum

ENERGEIA, das Magazin des Bundesamts für Energie BFE, erscheint 6-mal jährlich in deutscher und französischer Ausgabe. Deutsch: 10'000 Exemplare | Französisch: 5820 Exemplare

Copyright Bundesamt für Energie. Alle Rechte vorbehalten.

Gesamtverantwortung: Marianne Zünd (zum)

Chefredaktion: Angela Brunner (bra), Stellvertreterin Sabine Hirsbrunner (his)

Redaktionelle Beiträge: Angela Brunner (bra), Sabine Hirsbrunner (his), Fabien Lüthi (luf), Benedikt Vogel (vob), Marianne Zünd (zum)

Layout: Melanie Stalder (ste)

Druck: Stämpfli AG, Wölflistrasse 1, 3001 Bern, www.staempfli.com

Rückmeldungen und Anregungen: energeia@bfe.admin.ch, Tel. 058 462 56 11, Fax 058 463 25 00

Gratis-Abonnement und Adressänderungen: Bundesamt für Energie, Mühlestrasse 4, 3003 Bern oder abo@bfe.admin.ch

Nachdruck: Artikel können mit Quellenangabe verwendet werden. Bitte Belegexemplar senden.

RECYCLED Papier FSC® C016087

PERFORMANCE myclimate neutral Drucksache
No. 01-17-686311 – www.myclimate.org
© myclimate – The Climate Protection Partnership

printed in switzerland

RAUM MIT NUANCEN GESTALTEN

2018. Gute Güte. Mit grossen Schritten nähern wir uns dem Ende des zweiten Jahrzehnts dieses Jahrhunderts, das gefühlt doch gerade erst begonnen hat. Unglaublich, was sich in dieser Zeit alles verändert hat. Das Analoge findet man definitiv nur noch im Museum, wir sind in der digitalen, globalen Welt angekommen. Und suchen unseren Platz darin.

Denn es sind nicht länger wir Menschen, die das Tempo der Veränderungen bestimmen, die technologische Entwicklung treibt uns an. Die digitale Revolution hat den globalen Marktplatz erobert, auf dem knallhart nur Preise und Gewinne zählen. 0 oder 1, ganz einfach.

Kein Wunder, reagieren viele mit Ohnmacht, wünschen sich zurück in die angeblich gute alte Zeit, in der Regeln und Grenzen zwar eng und streng, dafür aber klar definiert waren. Dieses Phänomen des Rückzugs haben wir Anfang Januar an der Verleihung des Watt d'Or 2018 ins Zentrum gestellt: Unter dem Motto «Heimatland» sind wir dem Identitätsverständnis der Energienation Schweiz auf den Grund gegangen.

Überzeugend konnten die Gewinner des Watt d'Or aufzeigen, dass hinter den technologischen Fortschritten immer noch Menschen stehen, die nicht digital denken und den Raum zwischen 0 und 1 mit unzähligen Nuancen, Farben und Formen gestalten. Technologie kann und muss erklärt und für alle verständlich gemacht werden. Das braucht Zeit.

Denn oft ist das langsame, solide und kompromissbereite Vorgehen am Ende schneller als ein knallharter, digitaler Entscheid. So gelingt es auch, dass Regeln neu geschrieben und Grenzen verschoben werden dürfen. 2018. Ich freue mich auf alles, was uns dieses Jahr bringt.

Marianne Zünd, Abteilungsleiterin Medien und Politik

«Unter dem Motto ‹Heimatland› sind wir dem Identitätsverständnis der Energienation Schweiz auf den Grund gegangen.»
Marianne Zünd, Abteilungsleiterin Medien und Politik

Quelle: Ruben Wyttenbach

«RUSH AUF FÖRDERUNG»

Im Auftrag des BFE untersuchte HSG-Professor Rolf Wüstenhagen mit seinem Team, wer in erneuerbare Energien investiert und warum die meisten Investitionen in diesem Bereich im Ausland getätigt werden.

Wie wirkt sich das revidierte Energiegesetz auf die Bereitschaft von Investoren aus, in erneuerbare Energien zu investieren?

Positiv ist sicherlich die Signalwirkung, dass 58 Prozent der Stimmbevölkerung im Frühjahr 2017 für dieses Gesetz gestimmt haben. Dies gibt den Investoren Vertrauen, dass die Energiepolitik wirklich in diese Richtung gehen wird. Kritisch ist hingegen die enthaltene zeitliche Befristung für die Förderung von erneuerbaren Energien, etwa mit dem Auslaufen des KEV-Modells.

Warum?

Dies wirkt verunsichernd. In anderen Ländern wie Italien und Deutschland machte man ähnliche Erfahrungen, wenn es zu grundlegenden Veränderungen bei der Einspeisevergütung kam. Es gab zunächst einen Rush, weil möglichst viele ihr Projekt noch mit der Förderung realisieren wollten. Nach der Torschlusspanik kam es dann zum Einbruch der Investitionen.

Welche erneuerbaren Energien sind heute für Schweizer Investoren attraktiv?

Sonne, Wind und Wasser sind am attraktivsten, haben aber alle ihre spezifischen Herausforderungen. Der Fokus unserer Studie lag auf Wind- und Wasserkraftinvestitionen. Wir stellten fest, dass diejenigen Investoren, die Windenergieprojekte in der Schweiz realisieren konnten, mit der Performance zufrieden waren. Zum Teil schnitten diese Projekte sogar besser ab als jene im Ausland. Es stecken jedoch viele unrealisierte Windprojekte in der Pipeline, weil die Bewilligungsverfahren viel länger dauern als in anderen Ländern.

Das Energiegesetz will diesen Bewilligungsprozess erleichtern.

Ja, für Investoren besteht Hoffnung. Der Guichet unique und die Abwägung von nationalen Interessen sowie anderen Schutzinteressen bei Energieprojekten könnten ein Stück weit helfen. Doch in der Praxis wird das neue Energiegesetz nicht als der grosse Wurf betrachtet. Denn weiterhin werden zahlreiche Akteure in ein Windprojekt involviert sein – auf kommunaler, kantonaler und nationaler Ebene. Mich hat es überrascht zu sehen, wie komplex das Verfahren in der Praxis ist – aufgrund der föderalen Vielfalt. Eine Harmonisierung der Bewilligungsverfahren wäre hilfreich.

Wie wirkt sich die komplexe Ausgangslage auf die Finanzierbarkeit von Windprojekten aus?

Jedes Risiko hat seinen Preis. Muss man Investoren für hohe Risiken entschädigen, dann wird dies relativ teuer. Wenn ein Windprojekt zehn bis zwölf Jahre für die Realisierung braucht und es selbst nach sechs bis acht Jahren noch scheitern kann, zieht dies eher risikofreudige Investoren an. Ein Vergleich: Man kann in französische oder griechische Staatsanleihen investieren. Für griechische Staatsanleihen ist die Risikoprämie wesentlich höher. Investitionen sind möglich, aber nur zu einem höheren Preis. Rahmenbedingungen wie für französische Anleihen zu schaffen, wäre für alle Beteiligten günstiger.

> «70 Prozent der Investitionen fliessen ins Ausland.»
> *HSG-Professor Rolf Wüstenhagen*

Wer investiert heute in erneuerbare Energieprojekte?

Eine grosse Vielfalt, darunter sind kleine Energieversorger, Pensionskassen, Versicherungen, Private, Hausbesitzer und Landwirte. Sie beurteilen die Attraktivität von Investitionen aus unterschiedlichen Perspektiven und ziehen verschiedene Vergleichsobjekte heran. Ein Energieversorger fragt sich etwa, ob er in ein Windprojekt in der Schweiz oder im Ausland investieren soll. Eine Pensionskasse hingegen vergleicht Investitionen in erneuerbare Infrastruktur eher mit Immobilien oder Staatsanleihen.

Wie systematisch vergleichen Investoren ihre Optionen?

Oft ist es eine Mischung aus einem Kopf- und einem Bauchentscheid. Steht man zum Beispiel vor der Entscheidung, ein langwieriges Windprojekt in der Schweiz zu entwickeln oder einen schlüsselfertigen Windpark im Ausland zu kaufen, dann werden nicht nur nüchtern Renditen kalkuliert. Ein Stück weit ist es rational, dass 70 Prozent der Investitionen ins Ausland fliessen. Manchmal neigt man jedoch dazu, die Risiken im Ausland zu unterschätzen, weil man beispielsweise mit dem energiepolitischen Prozess weniger gut vertraut ist. Das Gras ist nicht immer grüner auf der anderen Seite.

Liegen Investoren mit ihren Einschätzungen meist richtig?

In Umbruchphasen liegen sie auch mal systematisch daneben. Wir haben in Fallstudien die erwarteten Renditen von Investitionen in ausländische Wind- und Gaskraftwerke mit den tatsächlich erzielten Renditen verglichen. Es zeigt sich, dass einige Beteiligungen an Gaskraftwerken rückblickend Fehlinvestitionen waren, weil man die Preise für Spitzenlast überschätzt hat. Die Windenergie-Investitionen wiesen eine bessere Performance auf und wichen weniger stark von den Erwartungen ab.

Rolf Wüstenhagen
Der 47-jährige Professor leitet den Good-Energies-Lehrstuhl für Management Erneuerbarer Energien an der Unversität St. Gallen. Er ist unteren anderem verantwortlich für das Weiterbildungsstudium in «Renewable Energy Management» und für das «Center for Energy Innovation, Governance and Investment».

Quelle: Daniel Ammann

Welchen Einfluss hat der Strompreis auf die Investitionsbereitschaft?

Die meisten Investoren reagieren empfindlich auf schwankende Strompreise. Wenn man sie vor Strompreisrisiken schützt, reduziert dies das wahrgenommene Risiko und damit die Finanzierungskosten. Um neue Technologien anzuschieben, war eine umfassende Absicherung des Strompreisrisikos, etwa durch die KEV, sinnvoll. In einer nächsten Phase der Marktentwicklung ist es sinnvoll, Investoren angemessen an den Risiken zu beteiligen, indem beispielsweise ein Teil der Erlöse fix aus einer Einspeiseprämie stammt, während ein anderer Teil variabel am Strommarkt erwirtschaftet werden muss. Dies schafft Anreize für nachhaltige Investitionen.

Warum empfehlen Sie, dass Investoren den gemeinsamen Dialog suchen sollen?

Im Energiemarkt finden sich heute Investoren mit unterschiedlichen Risiko-Rendite-Erwartungen. Pensionskassen suchen langfristig sichere Anlagen und nehmen dafür auch tiefere Renditen in Kauf. Währenddessen wollen Energieversorger höhere Renditen erzielen, dafür gehen sie höhere Risiken ein. Ein Beispiel: Pensionskassen reagieren sensibel auf operative Risiken, weil sie keine Erfahrung im Stromhandel besitzen. Energieversorger besitzen diese Kompetenzen. Deswegen wäre es naheliegend, dass Pensionskassen sich mit risikofreudigeren Investoren zusammentun.

Wo liegt das Problem?

In unserer Studie haben wir Investoren gefragt, mit wem sie am liebsten investieren würden. Überraschend zeigte sich: Gleich und gleich gesellt sich gern, obschon ein Investorenmix sinnvoller wäre. Wichtig ist folglich die kulturelle Übersetzungsarbeit. Durch Aha-Effekte infolge von persönlichen Begegnungen kann man die verschiedenen Investorengruppen am ehesten dazu ermuntern, eine gemeinsame Sprache zu finden.

Welche gemeinsamen Investitionen gelten heute als innovativ?

Neue Investitionsmodelle sind etwa Crowdfunding und Corporate Power Purchase Agreements (PPAs). Bei Letzterem schliesst ein industrieller Stromkunde wie Apple oder IKEA einen langfristigen Abnahmevertrag mit einem Produzenten von erneuerbarer Energie ab und sichert die Investition so gegen Strompreisrisiken ab. Manche Firmen kombinieren das mit Green Bonds, d.h. Unternehmensanleihen zur Finanzierung erneuerbarer Energien.

Hat Crowdfunding noch mehr Potenzial?

Crowdfunding spielt bislang vor allem bei gemeinschaftlichen Solarprojekten eine Rolle, könnte aber auch auf Stromspeicher übertragen werden. Innovationspotenzial gibt es ebenfalls an der Schnittstelle zur Immobilienfinanzierung, wenn etwa PV-Anlagen und Batteriespeicher Teil der gemeinsamen Infrastruktur in einem Mehrfamilienhaus werden – ähnlich einem Fahrstuhl. *(bra)*

PS: Lesen Sie den Gastbeitrag von Rolf Wüstenhagen zur Studie im BFE-Blog unter www.energeiaplus.com/category/energeia.

WATT D'OR GEWINNER 2018

Seit über zehn Jahren zeichnet das Bundesamt für Energie innovative Bestleistungen im Energiebereich mit dem Watt d'Or, dem Schweizer Energiepreis, aus. Wir stellen die fünf diesjährigen Siegerprojekte kurz vor.

Kategorie Energietechnologien

Intelligente Lichtregelung mit Bewegungssensoren gibt es bereits seit einigen Jahren. Sie haben den Nachteil, dass sie bei hohen Verkehrsfrequenzen sehr oft ein- und ausschalten und so die Anwohner stören. Eine neue technische Norm für öffentliche Beleuchtungsanlagen erlaubt nun die Absenkung des Lichtniveaus in Abhängigkeit des Verkehrsflusses. Bei der EKZ entstand so die Idee, eine Lichtregelung zu entwickeln, die sich automatisch, kaum wahrnehmbar und fliessend dem Verkehr anpasst. Neuste LED-, Sensorik- und Kommunikationstechnologien machen dies erst möglich.

In Urdorf wurde auf einer rund ein Kilometer langen Ortsdurchfahrt mit viel Durchgangsverkehr ein Lichtkandelaber mit einem optischen Sensor ausgerüstet. Dieser beobachtet das Verkehrsauskommen und leitet die Werte an eine zentrale Steuereinheit weiter, die wiederum die einzelnen Leuchten ansteuert. Die Beleuchtungsstärke kann je nach Verkehrsaufkommen von 100 auf 40 Prozent reduziert werden. Die Fussgängerstreifen bleiben aus Sicherheitsgründen immer voll beleuchtet.

Quelle: BFE

Das einjährige Pilotprojekt in Urdorf war ein Erfolg: Die Energieeinsparung betrug rund 70 Prozent. Die von der EKZ gemeinsam mit dem Beleuchtungsunternehmen Schréder entwickelte Technologie ist nun bereit, von der Branche zur Marktreife gebracht zu werden.

11. Preisverleihung

Seit 2007 zeichnet das Bundesamt für Energie aussergewöhnliche Leistungen im Energiebereich mit dem Watt d'Or aus. Über 60 Sieger wurden bereits geehrt. Am 11. Januar fand im Berner Kursaal die 11. Preisverleihung statt.

Sie stand ganz im Zeichen des Mottos «Heimatland». Ein emotionaler Begriff, der sich kaum übersetzen lässt. Der aber in seinen verschiedensten Interpretationen – von «Our nation first» bis Abschottung – die öffentlichen Debatten zunehmend prägt, auch im Energiebereich. Rund 700 Teilnehmende entdeckten vor Ort, wie Innovationen Perspektiven verändern und Grenzen verschieben können.

Mehr Informationen und Videos gibt es auf www.wattdor.ch. Fotos zur Preisverleihung werden auf www.flickr.com/photos/admin-bfe publiziert.

watt d'or 2018

Kategorie Mobilität

Ein «Flash» und schon fährt der Bus weiter. Dank der weltweit schnellsten Ladetechnologie können die Hochleistungsbatterien der neuen Elektrobusse TOSA an den Haltstellen innert 15 Sekunden geladen werden. Vollständig geladen werden die Akkus jeweils innert weniger Minuten an den Endhaltestellen und im Depot.

Die Technologie wurde von ABB Sécheron gemeinsam mit der Carrosserie HESS AG entwickelt und vom Kanton Genf, dem Bundesamt für Energie und dem Office de Promotion des Industries et des Technologies (OPI) unterstützt. Projektpartner sind ausserdem die Transports Publics Genevois (TPG) und die Services Industriels de Genève (SIG).

Nach erfolgreichem Pilotbetrieb feiert die Innovation, die Fahrleitungen überflüssig macht und den Einsatz von Dieselbussen reduzieren kann, nun eine Europapremiere.

Quelle: BFE

Seit Dezember 2017 bedienen die TOSA-Busse die Linie 23 der TPG in Genf. Die über 18 Meter langen Elektrobusse haben Platz für je über 130 Passagiere, da alle Ladekomponenten auf dem Dach installiert sind. Auf einer Strecke von 600'000 Kilometern spart das TOSA-System gegenüber Dieselbussen jährlich bis zu 1000 Tonnen CO_2 und rund 30 Prozent der Kosten ein. Eine wirtschaftlich rentable Lösung für die Stadt der Zukunft.

Kategorie Gebäude

Mitten in der Stadt Zürich, an der Hohlstrasse 100, entsteht ein unkonventioneller Bau: Ein Neubau ergänzt eine Siedlung aus den 1930er-Jahren, und das seit 1904 bestehende Gebäude im Innenhof wird saniert.

In diesem Pilot- und Demonstrationsprojekt werden mit kluger und umsichtiger Planung durch Dietrich Schwarz Architekten und der EK Energiekonzepte AG zahlreiche innovative Lösungen umgesetzt: Vorfabrizierte, mit dem Hochleistungsdämmstoff Aerogel gedämmte Holzelemente ermöglichen eine sehr dünne Aussenfassade und damit eine Maximierung der nutzbaren Fläche: ein zentraler Punkt für das verdichtete Bauen. In die Brüstungselemente integrierte Schallschutzfolien halten den Lärm draussen.

Erstmals in der Schweiz werden als Standardverglasung Vakuumisolationsgläser eingesetzt. Erprobt werden zudem bewegliche Elemente direkt hinter den Fenstern, die je nach Temperatur flüssig oder fest werden und so Wärmeenergie speichern

Quelle: BFE

oder abgeben können. Zwei hocheffiziente Wärmepumpen und ein thermischer Speicher bereiten das Warmwasser für die Raumwärme und das Brauchwasser auf. Eine Photovoltaikanlage mit 110 kWp, kombiniert mit einem Batteriespeicher, liefert eigenproduzierten Strom.

Mit einem zweijährigen Monitoring sollen die Wärmeanlagen im Betrieb optimiert sowie der Wasserverbrauch und auch die Effektivität der anderen eingesetzten Technologien beobachtet werden.

Kategorie Erneuerbare Energien

Rohbiogas aus der Vergärung von Bioabfällen und Klärschlamm enthält neben Biomethan bis zu 40 Prozent CO_2, das bisher aufwendig abgetrennt werden musste. Die vom Paul Scherrer Institut entwickelte Direktmethanisierung macht das überflüssig. Dem Rohbiogas wird in einem Wirbelschichtreaktor Wasserstoff zugeführt, und ein Katalysator aus Nickel sorgt dafür, dass sich dieser mit dem CO_2 zu Wasser und noch mehr Biomethan verbindet.

Ein erfolgreicher Praxistest im Vergär- und Klärwerk Werdhölzli zeigte, dass so rund 60 Prozent mehr Biomethan erzeugt werden kann als im herkömmlichen Aufbereitungsverfahren. Dies in so guter Qualität, dass es direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Das vielversprechende Projekt hat das PSI in Zusammenarbeit mit dem Zürcher Energieversorgungsunternehmen Energie 360° und mit Unterstützung des Bundesamtes für Energie und dem Forschungsfonds der Schweizerischen Gaswirtschaft durchgeführt. Die Testanlage Cosyma (Containerbasiertes System für die Methanisierung) ist Teil der Energy-System-Integration-Plattform des PSI. Ziel dieser Plattform ist es, mit Partnern aus Forschung und Industrie verschiedene Varianten der Power-to-Gas-Technologie auf ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit hin zu untersuchen.

Quelle: BFE

Spezialpreis Energieeffizienz

Rund 40 Prozent des gesamten schweizerischen Energieverbrauchs entfallen auf das Heizen. Oft sind die Heizungen schlecht eingestellt und verbrauchen unnötig Energie. Mit den Energieoptimierungsverträgen éco21 von SIG, die eine Laufzeit von sechs Jahren haben, können Gebäudebesitzer und Liegenschaftsverwaltungen die Betriebsoptimierung der Wärmeanlagen systematisch und effizient in ihre Wartungsverträge integrieren.

Dazu führt energo gemeinsam mit dem mit der Wartung der Heizungsanlage beauftragten Unternehmen ein technisches Audit durch, um das Energiesparpotenzial zu bestimmen. Nur wenn dieses gross genug ist, werden die Optimierungsmassnahmen umgesetzt und der grösstmögliche Komfort für die Nutzenden erreicht.

Das Beste: Das Programm finanziert sich durch die erzielten Energieeinsparungen selbst. Für den Gebäudebesitzer entstehen also keinerlei finanzielle Risiken. Die Kunden und Heizungsfachleute werden während der gesamten Vertragsdauer von éco21 begleitet und administrativ entlastet. Und durch das systematische Monitoring in Echtzeit können sich alle Beteiligten über die Entwicklung des Energieverbrauchs informieren.

Boris Reynaud und Joël Lazarus, Projektleiter SIG und energo. *Quelle: BFE*

Heute bestehen bereits rund 180 Verträge mit 45 Gebäudebesitzern und Liegenschaftsverwaltungen sowie mit über 20 Heizungsfachunternehmen. Mehr als 70 Heizungsfachleute wurden bisher von energo ausgebildet. Im Durchschnitt werden mit den Optimierungsverträgen nach drei Jahren Energieeinsparungen von 17 Prozent erzielt. Seit 2014 wurden so über 20 Gigawattstunden Energie, 1,4 Millionen Franken an Energiekosten und 4300 Tonnen CO_2 eingespart. *(zum)*

VIEL NEUES IM ENERGIEBEREICH

Per 1. Januar 2018 sind diverse neue Gesetzesbestimmungen im Energiebereich in Kraft getreten. Die wichtigsten Änderungen können Sie hier nachlesen.

Am 21. Mai 2017 hat das Stimmvolk dem totalrevidierten Energiegesetz (EnG) zugestimmt, das den Umbau hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung vorantreibt. Drei Stossrichtungen liegen dem Gesetz zugrunde: die Steigerung der Energieeffizienz, der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Atomausstieg. Mit verschiedenen Massnahmen sind diese Stossrichtungen im EnG sowie in elf weiteren Bundesgesetzen weiter konkretisiert.

Richtwerte verankert

Die Massnahmen orientieren sich an Richtwerten betreffend Energieverbrauch und Stromproduktion, die das Parlament im Gesetz verankert hat. Der Energieverbrauch pro Person soll bis 2020 um 16 und bis 2035 um 43 Prozent gegenüber dem Jahr 2000 sinken. Die jährliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft soll bis 2020 4400 Gigawattstunden und bis 2035 11'400 GWh betragen. Der Richtwert für die jährliche Produktion aus Wasserkraft steht bis 2035 bei 37'400 GWh.

Effizienz und Energiesparen

Energie gespart werden soll in verschiedenen Bereichen. Das bisher bis 2019 befristete Gebäudeprogramm für energetische Sanierungen wird über diese Frist hinaus weitergeführt. Zusätzlich kann es mit maximal 450 Millionen Franken pro Jahr mehr Geld aus der CO_2-Abgabe erhalten als bisher. Die energetischen Sanierungen können neu nicht nur im Jahr der Sanierung, sondern auch in den zwei folgenden Steuerperioden geltend gemacht werden. Von den Steuern abgezogen werden können zudem auch die Abbruchkosten. Diese steuerrechtlichen Neuerungen treten allerdings erst am 1. Januar 2020 in Kraft.

Mit verschärften Zielvorgaben für neue Personenwagen (ab 2021 durchschnittlicher CO_2-Ausstoss bei 95 g/km) sowie dem Ersatz der heutigen mechanischen Stromzähler durch Smart Meter sieht das neue Recht weitere wichtige Massnahmen im Bereich Effizienz vor.

Erneuerbare, Netz und Atomenergie

Seit dem 1. Januar 2018 gilt ein höherer Netzzuschlag von 2,3 Rappen/kWh, und die Förderung von erneuerbarem Strom ist neu geregelt (siehe S. 8/9). Das Einspeisevergütungssystem ist marktnäher ausgestaltet, die Einmalvergütungen für PV-Anlagen werden ausgeweitet, für Biomasseanlagen und Wasserkraftwerke stehen Investitionsbeiträge zur Verfügung, und für Grosswasserkraft gibt es neu eine Marktprämie. Um den Ausbau der Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben, gelten neue Rahmenbedingungen für raschere Bewilligungsverfahren, welche die Kantone durchführen werden. Die Nutzung erneuerbarer Energien und ihr Ausbau sind künftig im Grundsatz anderen Interessen von nationaler Bedeutung, wie dem Natur- und Heimatschutz, gleichgestellt. Schliesslich hat der Gesetzgeber das Verbot für neue Kernkraftwerke festgeschrieben.

Neue Verordnungen

Die Totalrevision des Energiegesetzes machte auch die Anpassung der alten Energieverordnung notwendig. Sie wurde neu in drei einzelne Verordnungen aufgeteilt: die Energieförderungsverordnung (EnFV), welche den Vollzug von Einspeisevergütungssystem, Einmalvergütung, Investitionsbeiträgen und Marktprämie regelt, die Energieeffizienzverordnung (EnEV), welche die energetischen Anforderungen an Anlagen, Fahrzeuge und Geräte enthält, sowie die Energieverordnung (EnV), welche die restlichen Bestandteile der alten EnV enthält, die nicht den vorher genannten Verordnungen zugeteilt wurden. Angepasst wurden im Weiteren insbesondere die CO_2-Verordnung und die Stromversorgungsverordnung. *(his)*

ERNEUERBARE ENERGIE: SO

Der Netzzuschlag zur Förderung der erneuerbaren Energien ist per 1. Januar 2018 auf 2,3 Rappen pro Kilowattstunde gestiegen. Gleichzeitig wurden neue Förderinstrumente eingeführt sowie die bestehenden Instrumente neu ausgerichtet.

Seit 2009 können Produzentinnen und Produzenten von erneuerbarem Strom eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) beanspruchen. 2014 wurde die Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen eingeführt. Diese und andere Massnahmen werden über den Netzzuschlag finanziert, der per 1. Januar 2018 auf 2,3 Rappen/kWh erhöht worden ist. Mit den neuen Bestimmungen im Energiebereich, die ebenfalls am 1. Januar 2018 in Kraft getreten sind, werden neue Förderinstrumente eingeführt sowie die Bestehenden neu ausgerichtet.

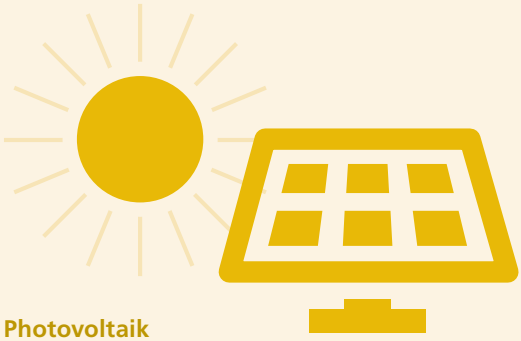
KEV läuft 2022 aus

Die Einspeisevergütung ist neu zeitlich befristet: Neue Anlagen können nur noch bis Ende 2022 ins Fördersystem aufgenommen werden, erneuerte und erweiterte Anlagen gar nicht mehr. Die Vergütung für Anlagen, die neu in die Einspeisevergütung aufgenommen werden, orientiert sich an den Gestehungskosten einer Referenzanlage und ist somit nicht mehr in jedem Fall kostendeckend. Die Vergütungsdauer wird ausserdem von 20 auf 15 Jahre gekürzt (Ausnahme: Biomasseanlagen). Die Änderungen beim Einspeisevergütungssystem betreffen alle Anlagen auf der Warteliste (auch bereits realisierte) sowie Anlagen, die neu angemeldet werden.

Direktvermarktung ab 2020

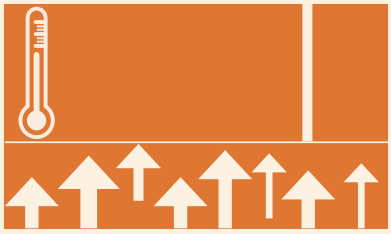
Die bisherige KEV wird in ein Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung umgestaltet: Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine KEV erhalten, sowie Betreiber von Anlagen ab 100 kW, die neu ins Fördersystem aufgenommen werden, müssen spätestens ab dem 1. Januar 2020 ihren Strom selbst vermarkten. Für Anlagen, die nicht in der Direktvermarktung sind, wird die Bilanzgruppe erneuerbare Energien weitergeführt. Sie wird die Energie neu selbst abnehmen und veräussern. Wie sich die Änderungen im Energierecht auf eine bestimmte Anlage auswirken, lesen Sie in den Kästen zu den einzelnen Energieträgern. *(his)*

Weitere Informationen zum Thema finden Sie unter www.bfe.admin.ch/foerderung.



Photovoltaik

Die Einmalvergütung ist das Hauptfördersystem für Photovoltaikanlagen. Sie deckt höchstens 30 Prozent der Investitionskosten einer vergleichbaren Anlage (Referenzanlage). Seit dem 1. Januar 2018 können neu auch grosse Anlagen die Einmalvergütung beantragen. 2030 werden die letzten Einmalvergütungen bewilligt. Unterschieden wird zwischen der Einmalvergütung für kleine Anlagen (KLEIV) und der Einmalvergütung für grosse Anlagen (GREIV). Wer eine Anlage betreibt, deren Leistung unter 100 Kilowatt liegt, kann ausschliesslich die KLEIV beantragen, sobald die Inbetriebnahme erfolgt ist. Betreiber von Anlagen ab 100 Kilowatt können grundsätzlich zwischen der Einspeisevergütung und der GREIV wählen. Aufgrund der knappen finanziellen Mittel können allerdings nur noch wenige Anlagen in die Einspeisevergütung aufgenommen werden. Zudem besteht für die KLEIV bereits eine Wartefrist von mindestens zweieinhalb für die GREIV eine von mindestens sechs Jahren.



Geothermie

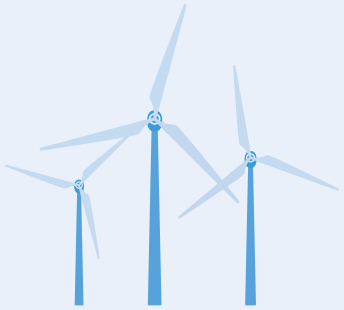
Das neue Förderinstrument Geothermie-Erkundungsbeitrag («Suchen und Finden» von Geothermiereservoiren) ergänzt das bereits bestehende Förderinstrument «Geothermie-Garantie». Der Erkundungsbeitrag federt im Voraus das Fündigkeitsrisiko markant ab, wodurch eine höhere Investitionsbereitschaft erzielt wird. Die Geothermie-Garantie sichert die getätigten Investitionen für die Erschliessung eines unterirdischen Geothermie-Reservoirs ab. Projektanten können entweder einen Erkundungsbeitrag oder eine Garantie beantragen.

WIRD SIE AB JETZT GEFÖRDERT

Kleine und grosse Wasserkraft
Neue Kleinwasserkraftwerke werden nur noch ab einer Leistung von 1 bis 10 Megawatt mit einer Einspeisevergütung gefördert. Eine Ausnahme von der Untergrenze von 1 MW wird gemacht, wenn es sich beispielsweise um Anlagen handelt, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind. Erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen von Kleinwasserkraftanlagen ab 300 kW können neu nur noch von Investitionsbeiträgen profitieren. Diese betragen maximal 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

Auch für Grosswasserkraftanlagen (mit der Leistung von mehr als 10 MW) gibt es neu Investitionsbeiträge; diese betragen maximal 35 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

Bereits bestehende Grosswasserkraftanlagen können für ihre Stromproduktion, die sie am Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen und nicht in der Grundversorgung absetzen können, eine Marktprämie beantragen. Die Marktprämien betragen maximal 1 Rp./kWh. Die Massnahme ist auf fünf Jahre, bis Ende 2022, befristet.



Windenergie
Windkraftwerke werden weiterhin ausschliesslich über die KEV gefördert. Neu können positive KEV-Bescheide von Windenergieprojekten auf andere Projekte innerhalb des gleichen Kantons übertragen werden, falls es für die ursprünglichen Projekte aufgrund von Änderungen in der kantonalen Planung keine Bewilligungsgrundlage mehr gibt. Die Koordinationsaufgabe für Stellungnahmen und Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen auf Bundesebene wird dem BFE übertragen. Das BFE agiert dabei nicht als Leitbehörde im Sinne des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes, sondern erfüllt eine reine Koordinationsaufgabe, mit der die Bearbeitung der Dossiers optimiert und beschleunigt werden soll.

Biomasse
Neue Biomasseanlagen werden weiterhin über die KEV gefördert. Der Vergütungssatz und die Vergütungsdauer wurden nicht angepasst. Allerdings kann für neue Kehrichtverbrennungs- und kommunale Abwasserreinigungsanlagen sowie für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen statt der Einspeisevergütung nur noch ein Investitionsbeitrag beantragt werden. Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung können zwischen einem Investitionsbeitrag oder einer Einspeisevergütung wählen. Der Investitionsbeitrag soll eine gesteigerte Stromproduktion oder die Verlängerung der wirtschaftlichen Nutzungsdauer ermöglichen und beträgt höchstens 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

0,4 Rappen für weitere Massnahmen
Aus dem Netzzuschlag werden auch die Rückerstattungen für stromintensive Unternehmen (0,2 Rp./kWh des Netzzuschlags) finanziert. Für eine teilweise Rückerstattung des Netzzuschlags müssen die Stromkosten mindestens 5 Prozent der Bruttowertschöpfung eines Unternehmens betragen. Ab 10 Prozent wird der Netzzuschlag vollständig erstattet. Die Unternehmen müssen weiterhin Zielvereinbarungen mit dem Bund abschliessen, worin sie sich verpflichten, die Energieeffizienz zu steigern. Die Verpflichtung, mindestens 20 Prozent des Rückerstattungsbetrags für zusätzliche Effizienzmassnahmen einzusetzen, entfällt. Neu sind Organisationen mit überwiegend öffentlich-rechtlichen Aufgaben von der Rückerstattung ausgeschlossen. Schliesslich werden auch die Wettbewerblichen Ausschreibungen für Energieeffizienzmassnahmen (0,1 Rp./kWh) sowie Gewässersanierungen (0,1 Rp./kWh) über den Netzzuschlag finanziert.

EIGENVERBRAUCH OPTIMIEREN

Eigenverbrauchsgemeinschaften stehen neu auch Mietern und Nachbarn offen. Welche Anreize kann eine lokale Strombörse setzen, um den Eigenverbrauch in einem Areal zu optimieren? Dies testet ein neues Pilotprojekt mit einer smarten Software.

Auf die inneren Werte kommt es an, heisst es. So auch bei einer neuen Arealüberbauung in Möriken-Wildegg AG. Hier entstehen vier Minergie-P-Eco-Mehrfamilienhäuser mit rund 40 Wohnungen, die dereinst ihren Energieverbrauch selbst optimieren sollen – dank intelligenter Technik und finanziellen Anreizen. Das Pilotprojekt wird vom Bundesamt für Energie unterstützt. Doch wie funktioniert das Prinzip der lokalen Strombörse genau?

Energieverbrauch managen

«Das Hirn des Projekts ist der Eigenverbrauchsmanager, eine Software, die den Energieverbrauch zentral steuert», erklärt David Zogg, Geschäftsleiter der Smart Energy Control GmbH, eines Spin-offs der Fachhochschule Nordwestschweiz. Auf rund hundert Geräte wie Wärmepumpen, Waschmaschinen und Elektroladestationen kann diese Software zugreifen, um sie je nach Bedarf gemäss seinen Algorithmen ein- oder auszuschalten. Jeder Bewohner kann zudem individuelle Anpassungen vornehmen und z.B. programmieren, bis wann er seine Wäsche gewaschen oder sein Geschirr gespült haben möchte. «Dies ist bereits heute ohne Komfortverlust bei konventionellen Geräten möglich», sagt Zogg.

Lokale Strombörse

Laut Berechnungen soll sich das Areal zu 46 Prozent selbst versorgen können und der Eigenverbrauch bei über 44 Prozent liegen. Für die Solarstromproduktion werden neben den Dächern und Fassaden auch die Brüstung der Terrassen genutzt. Was haben die Bewohner davon? Wer mehr Solarstrom nutzt und dabei durch den Eigenverbrauch das Stromnetz stabilisieren hilft, soll belohnt werden – dies ist der Gedanke hinter der lokalen Strombörse. «Der Preis schwankt wie an der Börse», erklärt Zogg. Möglich mache dies ein variabler Strompreis. Der Verbraucher zahlt folglich weniger für eigenen Solarstrom als für Strom aus dem Netz, wobei der Preis des Nachttarifs bei der aktuellen Modellierung nicht unterschritten wird. Folglich bezahlt jeder nur, was er wirklich verbraucht und kann so Energiekosten sparen. Wie hoch der Strompreis und der Eigenverbrauchsanteil ist, wird dem Bewohner in Echtzeit per App angezeigt.

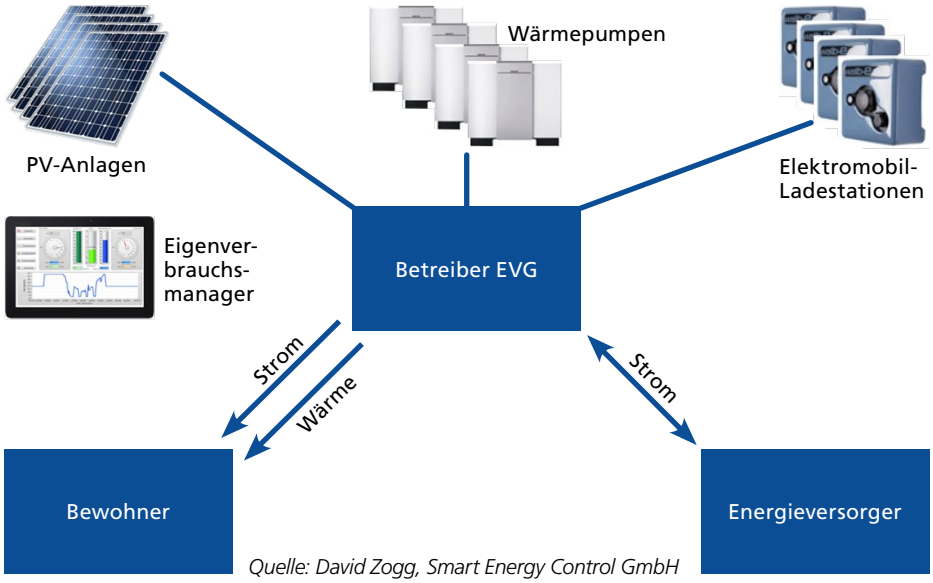
Eigenverbrauch verdoppeln

Welcher Anreiz besteht auf der Anbieterseite? Der Betreiber der Solaranlage und der E-Ladestationen, in diesem Fall der lokale Energieversorger, verdient mit, da er mehr eigenen Strom lokal verkaufen und überschüssigen Strom ins Netz einspeisen kann. Die lokale Strombörse reagiert somit auf Schwankungen in der Nachfrage und in der Solarstromproduktion. Gemäss Erfahrungswerten lässt sich bei rund 30 Einfamilienhäusern dank dem intelligenten Eigenverbrauchsmanager der Eigenverbrauch verdoppeln.

Neue Anreize

Damit eröffnen sich Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle. Der Markt hierfür ist noch jung. «Das Potenzial ist gross», ist Zogg überzeugt. Denn mit dem revidierten Energiegesetz können sich seit Anfang 2018 Betreiber neu auch mit Nachbarn und Mietern zu einer Eigenverbrauchsgemeinschaft zusammenschliessen. Wie gut die Anreize in der Praxis funktionieren, wird daher in diesem Projekt während rund eines Jahres gemessen. «Wir erhoffen uns Erkenntnisse über die Akzeptanz der Bewohner für den Eigenverbrauchsmanager, über den effektiven Einfluss des variablen Strompreises auf das Lastprofil des Areals, und schliesslich über die Wirtschaftlichkeit der Strombörse», sagt Yasmine Calisesi, die das Projekt beim BFE begleitet. Bis im Sommer 2019 sollen die Resultate vorliegen. *(bra)*

Eigenverbauchsgemeinschaft



Quelle: David Zogg, Smart Energy Control GmbH

MEMBRAN FÜR BIOGAS

Die solothurnische Firma Apex setzt auf eine innovative Membrantechnologie, um Biogas fürs Erdgasnetz aufzubereiten. Davon profitieren Bauern sowie grosse und kleine Infrastrukturbetreiber.

Kläranlagen und Energie – eine ergiebige Paarung? Zahlreiche Abwasserreinigungsanlagen (ARA) produzieren in Faultürmen aus Klärschlamm Klärgas, das anschliessend in Blockheizkraftwerken in Strom und Wärme umgewandelt wird. Genau so wurde es über Jahre auch in der ARA Reinach (AG) gemacht. In den Sommermonaten produzierte die Anlage mehr Wärme als gebraucht wurde.

Deshalb beschritten der zuständige Abwasserverband und der regionale Energieversorger einen neuen Weg: Das Klärgas (40 Nm^3/h) wird seither in einer Membran-Aufbereitungsanlage der Firma Apex AG (siehe Interview) gereinigt und anschliessend als Biomethan ins regionale 5-bar-Erdgasnetz eingespeist. Die Produktion von rund 2 Gigawattstunden Biomethan pro Jahr reicht für die Wärmeversorgung von etwa 100 Einfamilienhäusern.

Mehrwert für Erdgas

«Dank der Anlage können wir das Erdgas ein Stück weit ökologisieren», sagte Christian Müller von der IBAarau Wärme AG. Seit Anfang 2017 mischt die IBAarau standardmässig 10 Prozent Biogas dem Erdgas bei. Ein Teil davon stammt u.a. aus der neuen Anlage. Diese wurde vom BFE als Demonstrationsprojekt gefördert und wies in der bisherigen Betriebszeit eine hohe Verfügbarkeit aus. Der Methanverlust lag bei unter einem Prozent. *(vob)*

Biogasaufbereitungsanlage mit integrierter Biogastankstelle bei der ARA Schönenwerd. *Quelle: Apex AG*

«Innovative Kombination»

Ueli Oester, Geschäftsführer der Apex AG, erklärt, warum sich seine Firma erfolgreich auf Biogasaufbereitungsanlagen und -tankstellen spezialisiert hat.

Warum setzen Sie auch für kleine Anlagen auf Membrantechnologie?
Gerade für kleine Biogasmengen eignet sich die Membrantechnologie vorzüglich. Das Verfahren ist einfach, braucht keine Chemikalien und kann standardisiert als «Plug-and-Play»-Anlage gebaut werden. Ausserdem liegen die Synergieeffekte mit unserem angestammten Geschäft mit Erdgastankstellen auf der Hand.

Wie gross schätzen Sie das Potenzial für derartige Biogasaufbereitungsanlagen ein?
Die Schweiz verfügt über mehrere 100 kleine Abwasserkläranlagen und über 100 landwirtschaftliche Biogasanlagen, die relativ kleine Mengen an Biogas produzieren. Viele stehen in der Nähe von Erdgasleitungen, für die sich die Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz in Zukunft lohnt. Besonders innovativ ist die Kombination mit einer integrierten Biogastankstelle für Regionen ohne Erdgasnetz. So kann das bereits gut entwickelte schweizerische Erdgastankstellennetz flächendeckend ausgebaut werden.

Was sind aktuell die grössten Herausforderungen auf dem Markt?
Die heutigen Preise für fossile Energien sind zu tief, um kleine Biogasmengen wirtschaftlich aufzubereiten, was sich längerfristig ändern kann. Die Auflagen der Behörden sind aufwendig und teilweise kantonal unterschiedlich. Die Serienfertigung und ein vereinfachtes Bewilligungsverfahren könnten kleinen Anlagen zum Durchbruch verhelfen. *(bra)*

PS: Lesen Sie das vollständige Interview auf www.energeiaplus.com/category/energeia.

GESCHÄFT MIT GASTURBINEN

Quelle: PSI

POINT DE VUE D'EXPERT Das weltweit erste kommerzielle Gasturbinenkraftwerk wurde 1939 in Neuchâtel in Betrieb genommen. Obwohl die Wiege der industriellen Nutzung der Gasturbinentechnologie in der Schweiz liegt und aktuell mehrere 1000 Arbeitsplätze von diesem Industriezweig profitieren, ist der mittel- bis langfristige Bestand dieser Sparte in der Schweiz im Moment alles andere als gesichert.

Firmennamen von weltweiter Strahlkraft waren immer mit der Gasturbinenentwicklung in der Schweiz verbunden. Angefangen beim Urschweizer Unternehmen Brown Boveri & Cie. (BBC) und dessen Umwandlung zum schweizerisch-schwedischen Weltkonzern Asea Brown Boveri (ABB) über die französisch geprägte Alstom und deren erst kürzlich erfolgten Übernahme durch die amerikanische General Electric (GE) bis hin zur italienischen Ansaldo.

Die heutigen Protagonisten der Schweizer Gasturbinenindustrie repräsentieren mit GE die weiterhin unumstrittene Nr.1 und mit Ansaldo die Nr. 4 auf der Liste der weltweit grössten Hersteller von Gasturbinen für Kraftwerksanlagen.

Die herausragende Stellung der Schweizer Gasturbinenindustrie war stets mit einem hohem Forschungs- und Entwicklungsaufwand verknüpft, der zu Gasturbinenprodukten mit höchstem technischem Standard führte. Sowohl bei der Einführung sehr emissionsarmer Gasturbinen als auch innovativer Maschinenkonzepte war die Schweizer Gasturbinenindustrie jeweils weltweite Vorreiterin.

Diese Führerschaft in der technischen Entwicklung, unterstützt durch ein starkes Forschungs- und Entwicklungsumfeld von Hochschulen und hochspezialisierten, innovativen Zulieferfirmen, dient auch künftig als Strategie für den Erhalt dieses Industriezweiges in der Schweiz.

Aktuell befindet sich die Industrie auf dem Weg zum Gaskombikraftwerk mit 65 Prozent elektrischem Wirkungsgrad, verbunden mit neuen Materialentwicklungen und Fertigungsverfahren (z.B. 3-D-Druck), die noch effektivere Kühltechniken und höhere Prozesstemperaturen erlauben. Weitere Forschungs- und Entwicklungsprojekte betreffen die flexible Betriebsweise von Gasturbinen. Sei es betreffend schneller Lastwechsel, um im Stromnetz die variable Einspeisung erneuerbarer Energiequellen zu kompensieren, oder betreffend des Einsatzes erneuerbarer Brennstoffe mit geringem Treibhausgas-Potenzial (z.B. Wasserstoff).

Mit diesen Eigenschaften – hoher Wirkungsgrad, flexible Betriebsweise, geringe Emissionen – erscheint die Gasturbinentechnologie auch für die Zukunft gewappnet, und zwar als bestgeeignete komplementäre Kraftwerkstechnologie im Zeitalter hoher Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern.

Peter Jansohn, Leiter Labor für Thermische Prozesse und Verbrennung am Paul Scherrer Institut (PSI)

FERNWÄRME IN DER EU

POINT DE VUE D'EXPERT Mit der Annahme des revidierten Energiegesetzes im Mai 2017 und der Ratifizierung des Pariser Abkommens sind 2017 wichtige energie- und klimapolitische Entscheide gefällt worden. Diese geben die Stossrichtung für die zukünftige Energieversorgung und Klimapolitik vor. Bis 2030 muss die Schweiz ihre Treibhausgasemissionen um 50 Prozent reduzieren im Vergleich zum Referenzjahr 1990. Durch die Nutzung von Abwärme und erneuerbarer Wärmequellen kann mit dem Ausbau der Fernwärme ein namhafter Beitrag an die Zielerreichung geleistet werden.

Fernwärmenetze haben heute einen Anteil von rund 8 bis 9 Prozent an der schweizerischen Wärmeversorgung. Vor allem in Skandinavien und den baltischen Staaten liegen die Fernwärmeanteile mit 50 bis 65 Prozent deutlich höher. Wie lassen sich diese frappanten Unterschiede erklären?

In Ländern wie z.B. Dänemark und Schweden wurden die Weichen bereits Mitte der 1970er-Jahre in Richtung Fernwärme gestellt – ausgelöst durch die Ölkrise von 1973. Zum grossen Erfolg der Fernwärme in diesen und anderen europäischen Ländern haben u.a. folgende Faktoren beigetragen: stabile politische Rahmenbedingungen, politischer Wille und klare energiepolitische Vorgaben der Städte und Gemeinden, eine kohärente Raum- und Energieplanung, Energielenkungsabgaben, die kompetitive Preise für die Fernwärme ermöglichen, und grosse Fernwärmenetze (Skaleneffekt).

«Fernwärmenetze haben heute einen Anteil von rund 8 bis 9 Prozent an der schweizerischen Wärmeversorgung.»
Andreas Hurni, Geschäftsführer Verband Fernwärme Schweiz (VFS)

Quelle: Verband Fernwärme Schweiz

Zurzeit sind 14 EU-Länder daran, eine gemeinsame Strategie für die Wärmeversorgung zu entwickeln. Gemeinsam repräsentieren sie 85 bis 90 Prozent des Wärme- und Kältebedarfes der EU. Laut dem EU-Kommissar für Energie und Klima, Miguel Arias Cañete, müssen Fernwärme- und -kältenetze zukünftig eine Schlüsselrolle in Sachen Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung spielen.

Gemäss Weissbuch Fernwärme des Verbandes Fernwärme Schweiz sollte auch die Schweiz bis 2050 einen Fernwärmeanteil von knapp 40 Prozent erreichen können. Dabei wird von einer Reduktion des jährlichen Wärmebedarfes ausgegangen von heute rund 85 Terawattstunden (TWh) auf 45 TWh und einem Ausbau der Fernwärme auf 17 TWh. Die Nutzung erneuerbarer Wärmequellen wie Abwärme aus Kehrichtverbrennungsanlagen, Seen, Fluss-, Grund- und Abwasser, Geo- und Solarthermie sowie Biomasse spielt dabei eine entscheidende Rolle. Viele grössere Schweizer Städte haben die Zeichen der Zeit erkannt und investieren bereits in den Fernwärmeausbau. Ausserhalb der Städte wird der Ausbau momentan noch durch die tiefen Preise fossiler Brennstoffe gebremst.

«Durch die Nutzung von Abwärme und erneuerbarer Wärmequellen kann die Fernwärme zur Erreichung der CO_2-Emissionsreduktionsziele beitragen.»
Andreas Hurni, Geschäftsführer Verband Fernwärme Schweizn (VFS)

Andreas Hurni, Geschäftsführer Verband Fernwärme Schweiz (VFS)

STROMFLÜSSEN AUF DER SPUR

Stromversorger wollen möglichst genau wissen, was in ihren Netzen vorgeht. Dazu dienen Simulationen, die Netze und Stromflüsse nachbilden. Das ETH-Spin-off Adaptricity hat sich auf die Entwicklung von Verteilnetz-Simulationswerkzeugen spezialisiert.

Das Stromverteilnetz von Basel ist grossflächig mit Smart Metern ausgerüstet. Im Rahmen eines Pilotprojektes analysierte die Zürcher Firma Adaptricity Smart-Meter-Datensätze, um mehr über den Lastverlauf in Verteilnetzen zu erfahren. Hierbei wurden die Daten pseudonymisiert verwendet; Rückschlüsse auf das Verhalten bestimmter Kunden waren nicht möglich.

Verteilnetz analysieren

Ziel war es vielmehr, genauere Information über die Auslastung des Verteilnetzes zu erhalten. «Wir wollten auf der Grundlage der Smart-Meter-Daten Analysen des Verteilnetzes erstellen», sagt Dr. Stephan Koch, der Adaptricity im Jahr 2014 mit Partnern gegründet hat.

Adaptricity hat maschinelle Lernverfahren entwickelt, die die Datensätze von Smart Metern nach Merkmalen ordnen können, z.B. nach ähnlichen Charakteristiken des Stromverbrauchs (Lastprofile).

Anforderungen an Trafostation

In einem zweiten Schritt wird dann versucht, aus einer Gruppe von Lastprofilen, z.B. eines Quartiers, Anforderungen an das Verteilnetz abzuleiten (z.B. technische Anforderungen an eine Trafostation). Die Ergebnisse sollen Energieversorgern Erkenntnisse liefern, die für den Betrieb des Verteilnetzes von Interesse sein können. Denn der Stromversorger versteht so besser, wo im Netz zu welcher Zeit wie viel Strom gebraucht wird.

Lokale Verbrauchsprognosen

Durch einen Abgleich dieser Daten mit anderen, öffentlich zugänglichen Datenbanken können die bislang nur partiell vorhandenen Datensätze der Smart Meter auf das ganze Stadtgebiet extrapoliert werden. Der Energielieferant kann auf der Basis dieser Analysen bzw. aus dem Vergleich mit früheren Daten genauere und gezieltere Verbrauchsprognosen für den Folgetag erstellen.

«Vorhersagen für den Verbrauch des gesamten Verteilnetzes sind zwar schon seit Langem möglich», sagt Stephan Koch, «aber dank unserer Simulation werden solche Voraussagen jetzt auf der Ebene einer Trafostation, also für ein Gebiet von etwa 100 Haushalten, möglich.» Netzbetrieb, Ausbau und Wartung etwa liessen sich dadurch genauer planen, so Koch weiter.

Test mit 40 Einfamilienhäusern

Eine Anwendung der Simulationssoftware hat Adaptricity in den letzten 18 Monaten in der Gemeinde Riedholz bei Solothurn getestet. Dort wurden 40 Einfamilienhäuser und Wohnungen im Versorgungsgebiet der AEK Energie AG mit Geräten ausgerüstet, die Wärmepumpen, Elektroboiler und Ladestationen zeitlich so steuern, dass das Verteilnetz stets optimal ausgelastet ist.

Die Geräte basieren auf der mit dem Watt d'Or ausgezeichneten GridSense-Technologie der Alpiq InTec AG. «GridSense funktioniert im Vergleich zu vielen anderen Technologien dezentral», erklärt Michael Moser, Leiter des Forschungsprogramms Netze beim BFE. Der Praxistest ermögliche gute Vorhersagen des Systemnutzens und die Beurteilung neuer Geschäftsmodelle. Das Projekt wurde daher unter dem Namen SoloGrid vom BFE als Leuchtturmprojekt unterstützt. *(vob)*

Eines von 40 Einfamilienhäusern im Testgebiet. *Quelle: Alpiq InTec*

ZWEISEITIGE SOLARMODULE

Einseitige Solarmodule sind heute weit verbreitet. Es gibt aber auch zweiseitige, sogenannte bifacial oder bifaziale, Module. Diese Technologie existiert zwar schon seit Jahren, konnte sich bisher aber nicht durchsetzen.

Einseitige Photovoltaikmodule sieht man in der Schweiz häufig. In der Regel sind sie gut zur Sonne ausgerichtet und erreichen damit einen maximalen Energieertrag. An manchen Standorten ist es wegen der Ausrichtung aber nicht möglich, normale Solarmodule für die Stromproduktion anzubringen.

In diesem Fall können zweiseitige Module verwendet werden. Diese wandeln die Sonnenstrahlen auf beiden Modulseiten in Strom um. 1997 wurde die weltweit erste zweiseitige Solaranlage an der Schallschutzwand der Autobahn bei Aubrugg in der Nähe von Zürich installiert. Dasselbe System kam später für Schallschutzwände entlang von Bahnlinien zum Einsatz. Pionier in diesem Bereich war das Unternehmen von Thomas Nordmann (TNC Consulting AG).

Zweiseitige Module können nicht nur senkrecht, sondern auch geneigt aufgestellt werden. Dadurch kann auch reflektiertes Licht (Albedo-Effekt, Reflektionsvermögen einer Oberfläche) genutzt werden, was je nach Rückstrahlvermögen der Fläche eine Ertragssteigerung ermöglicht. Schnee beispielsweise reflektiert Sonnenstrahlen sehr gut. So wird diese Technologie für das Solarenergie-Pilotprojekt auf dem Lac des Toules (siehe ENERGEIA 4/17) eingesetzt, um die komplizierten winterlichen Bedingungen in den Bergen optimal zu nutzen. Die Verwendung bifazialer Solarmodule ist aufgrund der vielen verschiedenen Einflussfaktoren sehr komplex.

Viele Fragen

Die Technologie der zweiseitigen Photovoltaik gibt es zwar schon seit vielen Jahren. Wie Stefan Oberholzer, Leiter des Forschungsbereichs Photovoltaik beim BFE, erklärt, gibt es offene Fragen im Zusammenhang mit dem Mehrertrag solcher Module: «Die Erträge sind noch nicht richtig definiert. Es sind noch nicht alle Daten für diese Art von Modulen bekannt.»

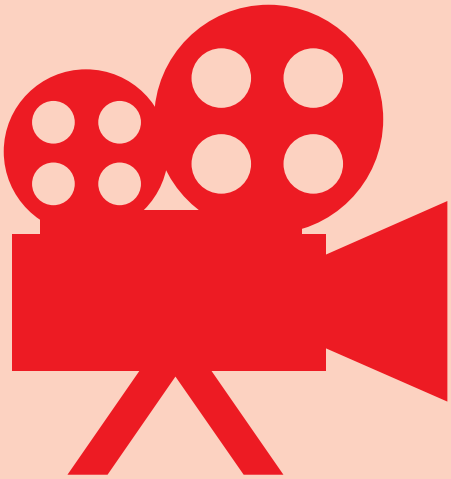
Die Testanlage auf dem Dach der ZHAW in Winterthur. *Quelle: ZHAW Winterthur*

Ein Problem ist die Verschattung der anderen Module und der damit verbundene Produktionsverlust. Für eine optimale Stromerzeugung braucht es deshalb grössere Abstände zwischen den einzelnen Modulen. «Es stellen sich noch Fragen nach dem möglichen Energieertrag im Verhältnis zur Fläche, die installiert werden kann», sagt Stefan Oberholzer. Die ZHAW führt derzeit unter der Leitung von Professor Franz Baumgartner Studien in diesem Bereich durch. Diese sollen untersuchen, wie gross der Mehrertrag durch die Verwendung zweiseitiger Solarmodule ist.

Bereits auf dem Markt

Der Markt ist bereit, künftige Nutzer zu versorgen. Verschiedene Hersteller bieten zweiseitige Module an. Nun gilt es herauszufinden, wie diese Module optimal eingesetzt werden können, um ein attraktives Verhältnis zwischen Ertrag und Aufwand – die Installation der Module ist komplex – zu erreichen. *(luf)*

AUFGESCHNAPPT



Neue Videos

Auf dem Youtube-Kanal des BFE finden Sie regelmässig neue Beiträge. Zu den Themen Wasserstofferzeugung für Tankstellen (Cleantech), Gebäudeprogramm oder geologische Tiefenlager sind neue Kurzvideos aufgeschaltet worden. Entdecken Sie die Themen des BFE in Bildern unter www.youtube.com/user/bfe907. *(luf)*

Kehrichtwagen

Die in der Mai-Ausgabe 2016 von ENERGEIA vorgestellten elektrischen Kehrichtfahrzeuge sind nun in der Testphase. Unter der Bezeichnung «Futuricum» stehen die Elektrolastwagen in Murten und Umgebung im Einsatz. Erste Rückmeldungen zu diesen Fahrzeugen, die leiser sind als Dieselmodelle, sind positiv. *(luf)*

Erfolgreiche Velo-Mittwoche

Der Velomittwoch ist auf Kurs. Nach einem verhaltenen Start im Sommer war der Aktion im Herbst grösserer Erfolg beschieden, so dass per Ende November bereits 16'000 Teilnehmerinnen und Teilnehmer registriert waren. Der Hauptpreis – ein eBike von Stromer – wurde im Oktober verlost. Die App steht auch im Winter zur Verfügung, wobei die Gewinnchancen eher steigen, weil mit der Kälte die Konkurrenz abnimmt. Weitere Informationen und Download der App unter www.velomittwoch.ch. *(luf)*

Mehr Infos im
BFE-BLOG
www.energeiaplus.com

Vorletzte Nummer

Diese Ausgabe von ENERGEIA ist die vorletzte Nummer, die in gedruckter Version erscheint. Die März-Ausgabe wird Sammlerwert haben. Künftig finden Sie neue Artikel und weitere Informationen aus dem Energiebereich auf dem Blog des BFE: www.energeiaplus.com. Folgen Sie dem Blog, um alle neuen Artikel zu erhalten! *(luf)*

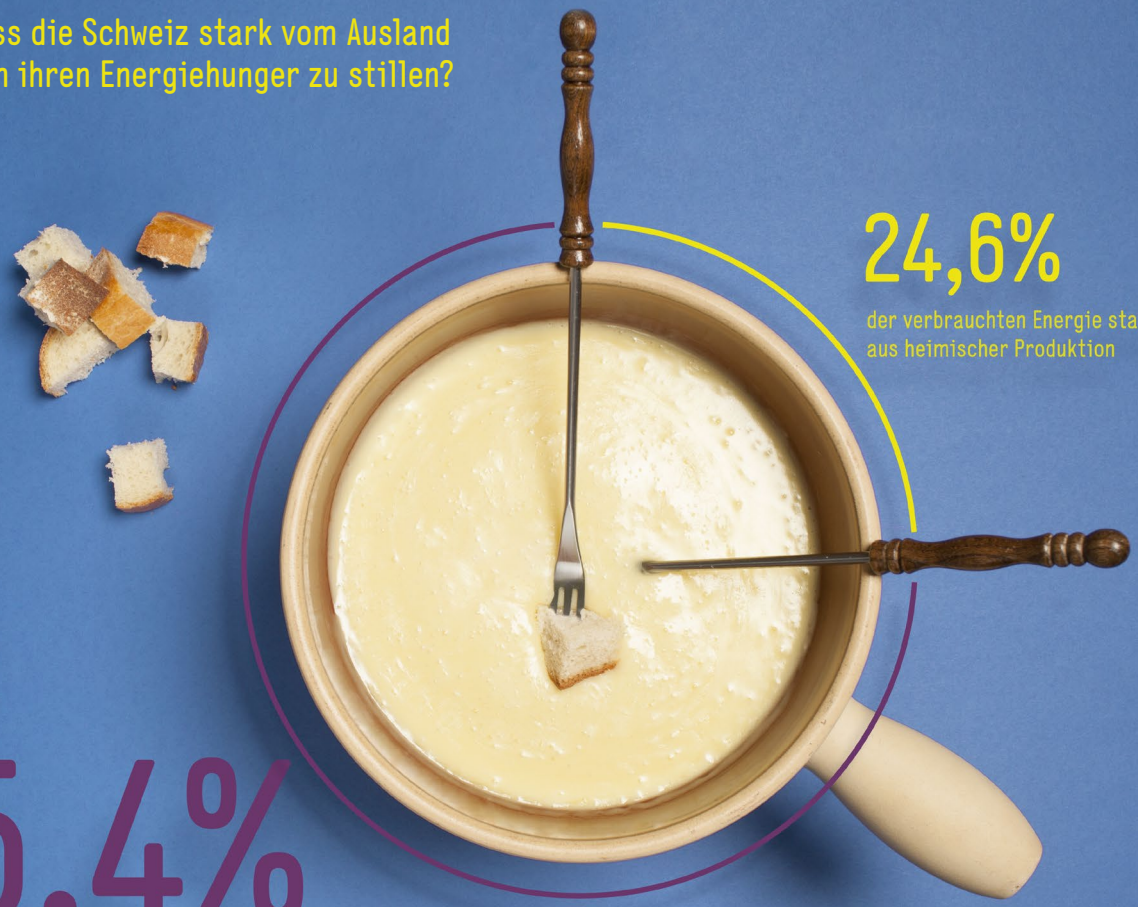
Neuer Auftritt

Die Webseite von co2tieferlegen, der Kampagne von EnergieSchweiz zur Promotion von energieeffizienten Fahrzeugen, kommt in einem neuen Look daher. Sie finden auf der Seite interessante Geschichten, Neuheiten und Informationen über energieeffiziente Personenwagen: www.co2tieferlegen.ch. *(luf)*

Energy Challenge

Die Energy Challenge machte 2017 Halt an fünf Grossanlässen und war ein voller Erfolg. 2018 startet diese nationale Aktion für mehr Energieeffizienz und erneuerbare Energien deshalb eine neue Tour durch die Schweiz. Die Energy Challenge soll auch 2018 an grossen Messen und Events präsent sein. *(luf)*

Wussten Sie, dass die Schweiz stark vom Ausland abhängig ist, um ihren Energiehunger zu stillen?



24,6%

der verbrauchten Energie stammt aus heimischer Produktion

75,4%

der verbrauchten Energie wird aus dem Ausland importiert

Quelle: BFE 2015 / Layout: heyday

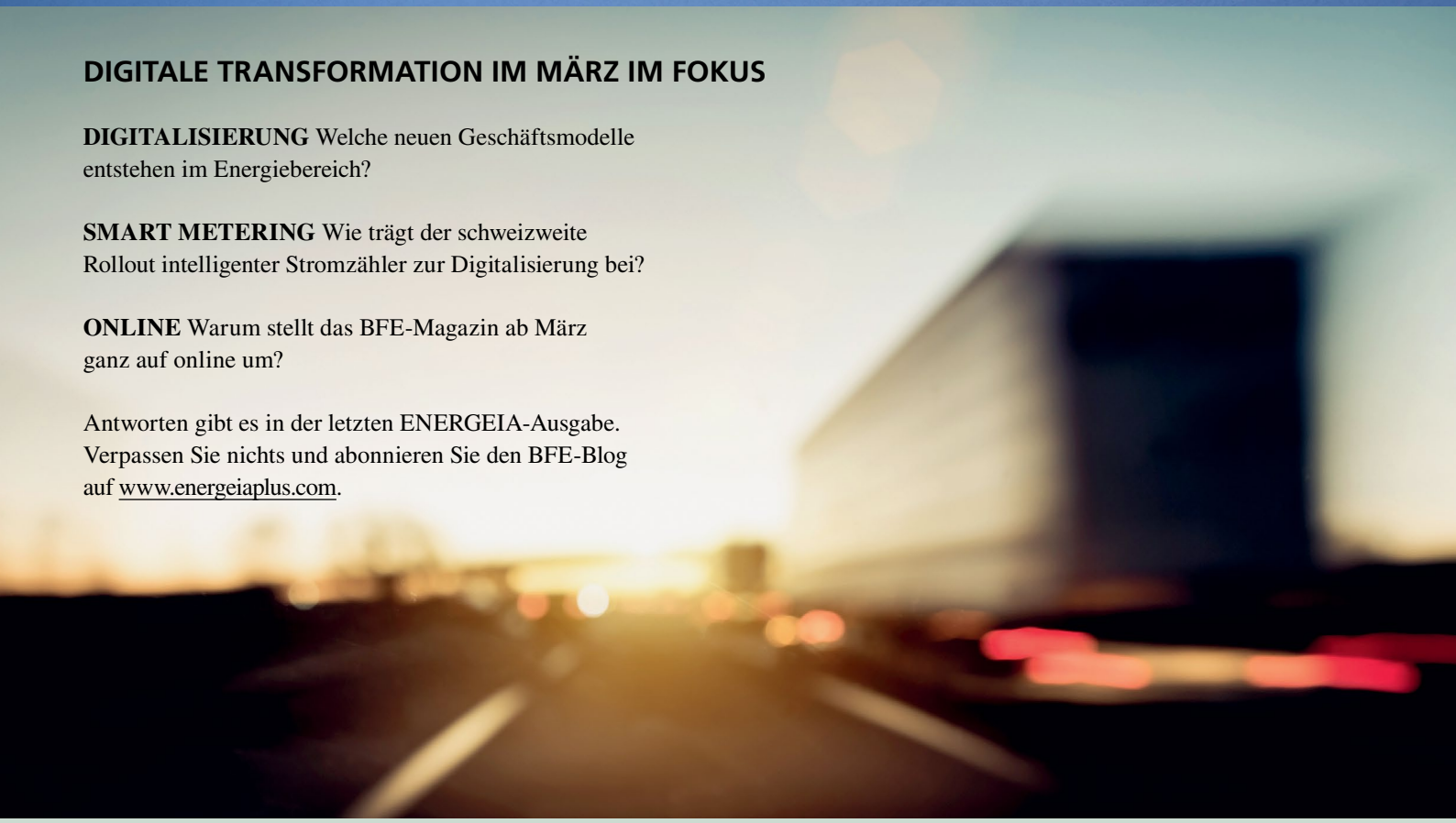
DIGITALE TRANSFORMATION IM MÄRZ IM FOKUS

DIGITALISIERUNG Welche neuen Geschäftsmodelle entstehen im Energiebereich?

SMART METERING Wie trägt der schweizweite Rollout intelligenter Stromzähler zur Digitalisierung bei?

ONLINE Warum stellt das BFE-Magazin ab März ganz auf online um?

Antworten gibt es in der letzten ENERGEIA-Ausgabe. Verpassen Sie nichts und abonnieren Sie den BFE-Blog auf www.energeiaplus.com.



Links
Blog: www.energeiaplus.com
Twitter: www.twitter.com/@energeia_plus
Youtube: www.youtube.com/user/bfe907

Online-Archiv: www.bfe.admin.ch/energeia
Agenda: www.bfe.admin.ch/kalender
Informations- und Beratungsplattform: www.energieschweiz.ch