

Gebäude im Dienst des Energiesystems

Bei der Umgestaltung der Schweizer Energieversorgung in Richtung Nachhaltigkeit spielen Gebäude eine wichtige Rolle, indem sie zeitlichen Spielraum bereitstellen, wann sie Strom aus dem Netz beziehen bzw. ins Netz einspeisen. Diese Flexibilität zur Stabilisierung des Stromnetzes war das Thema des diesjährigen brenet Status-Seminars, einer Fachtagung des Vereins <Building and Renewable Energies Network of Technology> (brenet).

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



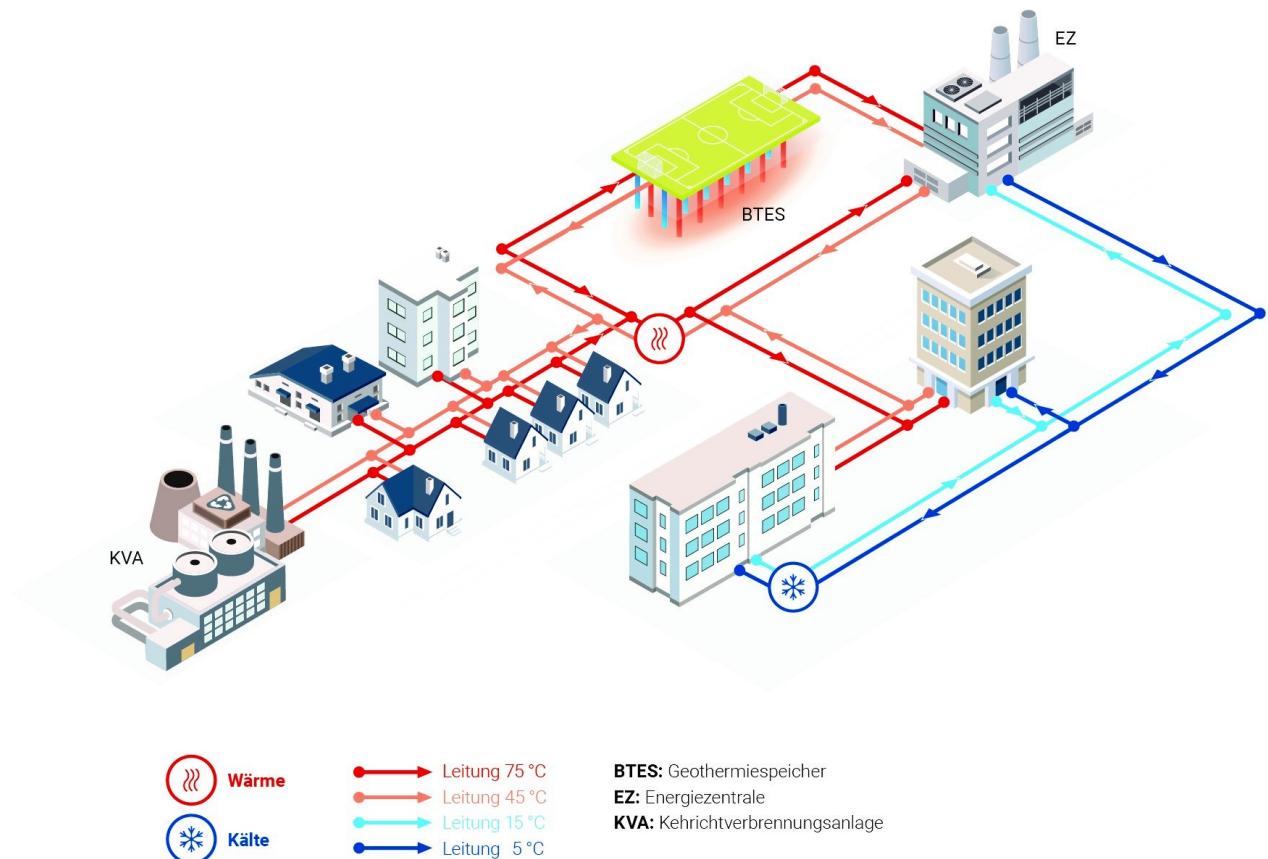
Austauschforen dienten am brenet Status-Seminar dazu, Kontakte zwischen Forschenden und der Industrie zu knüpfen. Foto: @brenet | Foto: Daniel Dyntar Photography

Das zweijährlich stattfindende brenet Status-Seminar ist ein Schaufenster für die Forschung der Schweizer Hochschulen im Bereich des nachhaltigen Bauens, der erneuerbaren Energien und der zukunftsfähigen Gebäudetechnologien. An der Veranstaltung werden jeweils insbesondere aktuelle Projekte aus den Forschungsinstituten vorgestellt, die sich im Verein brenet zusammengeschlossen haben. Die Forschenden aus dem Gebäudesektor pflegen seit jeher einen engen Austausch mit der Industrie. Diese Zusammenarbeit und damit der Wissenstransfer aus der Forschung müsse weiter gestärkt werden, sagt Olivier Steiger, Professor an der Hochschule Luzern – Technik & Architektur (HSLU) und Mitglied im brenet-Vorstand. Ein Weg, um dies zu tun, ist das brenet Status-Seminar, dessen 24. Auflage Mitte August in Rotkreuz (ZG) stattfand. Rund 70 Expertinnen und Experten aus der Gebäudeforschung nutzten den vom Bundesamt für Energie und weiteren Partnern

unterstützten Anlass für den Erfahrungsaustausch mit Praxispartnern aus Industrie und Verwaltung.

Innovative Regeneration in Wallisellen

Der inhaltliche Fokus der diesjährigen Tagung war nicht das Gebäude für sich genommen, sondern seine Einbindung im Energiesystem. Gebäude konsumieren Energie, und immer häufiger produzieren sie auch Energie, insbesondere Solarstrom. Damit werden sie zu sogenannten Prosumern. «Vom Verbraucher zum Prosumer: Gebäude im Energiesystem Schweiz», lautete denn auch der Tagungstitel. Diesem Themenschwerpunkt widmeten sich in Rotkreuz drei Dutzend Referate, Kurzvorträge und Austauschforen. Dabei zeigte sich immer wieder die hohe praktische Relevanz der Forschung im Bereich der Gebäudetechnik.

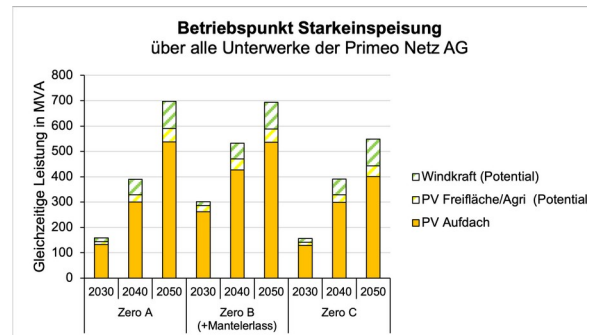
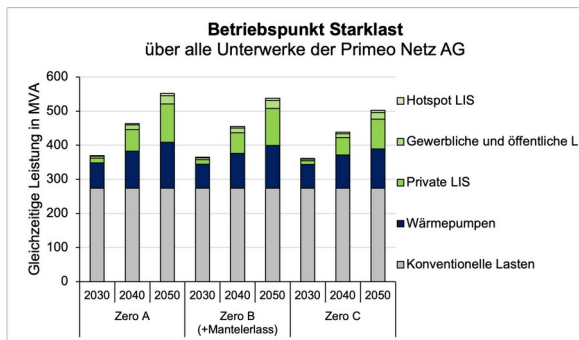


Schematische Darstellung des geplanten Fernwärmenetzes in Wallisellen: Ein Erdsondenfeld (Borehole Thermal Energy Storage/BTES) dient im Winter als Wärmequelle und wird im Sommer durch Abwärme aus der Kehrrechtverwertungsanlage (KVA) regeneriert. Grafik: die werke versorgung wallisellen ag

Anschaulich wurde die Zusammenarbeit zwischen Forschung und Praxis, als am Status-Seminar das Projekt «SaisonLink» für den neuen Energieverbund Wallisellen vorgestellt wurde. Die Zürcher Stadt will in den nächsten Jahren ein Fernwärmenetz aufbauen, das hauptsächlich Umweltwärme (Erdwärme, Umgebungsluft) und Abwärme einer Kehrrechtverwertungsanlage (KVA) nutzt. Um das zugehörige Erdsondenfeld und damit die Baukosten möglichst überschaubar zu halten, soll das Erdreich, aus dem die Wärme in den Wintermonaten entzogen wird, im Sommerhalbjahr mit 60 bis 70-gradiger KVA-Abwärme regeneriert werden. «Indem wir das Erdsondenfeld als saisonalen Wärmespeicher nutzen, können wir das Sondenfeld um einen Faktor 3 verkleinern», sagt Igor Bosshard, der beim lokalen Energieversorger den Geschäftsbereich Thermische Netze verantwortet. Mehr noch: Durch den Einbezug von Umweltwärme aus der Umgebungsluft und (Bio-) Gas wird das Erdsondenfeld mit lediglich 192 Sonden auskommen und nicht grösser sein als ein Fussballfeld. Grundlage des Projekts ist eine Machbarkeitsstudie der Ostschweizer Fachhochschule (OST), an der Bosshard früher selbst forschte. Gemäss OST-Wissenschaftler Florian Ruesch gibt es zwar weltweit schon ein paar Beispiele, bei welchen die Sondenfelder

mit hohen Temperaturen regeneriert werden, neu sei jedoch der Ansatz, die Zahl der Sonden zu minimieren und damit Kosten einzusparen.

Das Problem ist nicht der PV-Ausbau

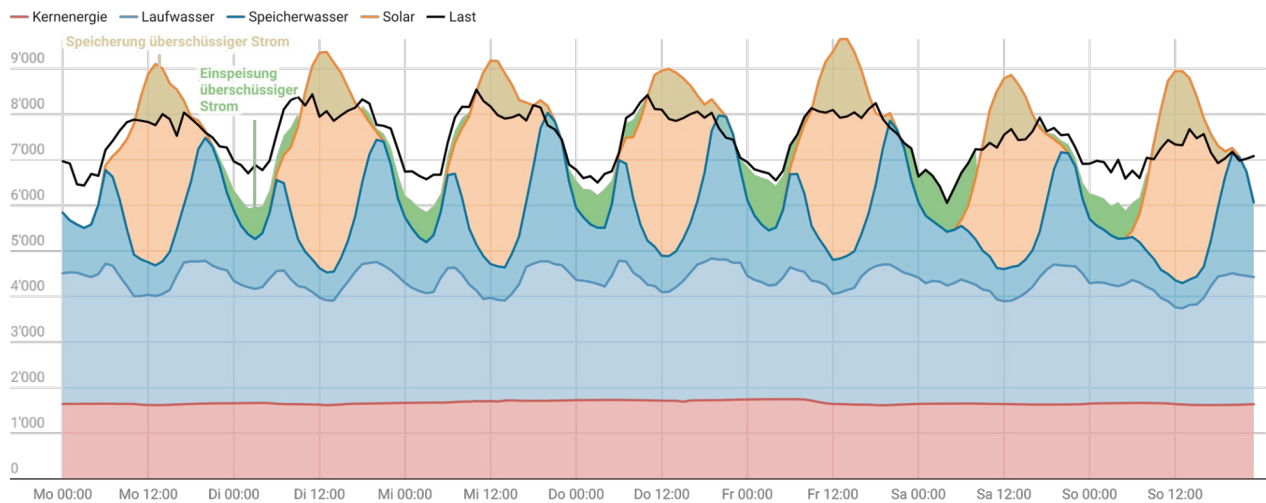


Drei Szenarien für das Primeo-Verteilnetz, bezogen auf die Jahre 2030, 2040 und 2050 – links für die Lasten (Ausspeisung), rechts für die Erzeugung (Einspeisung). Das Netz wird so ausgelegt, dass der Betrieb der Wärmepumpen auch während einer zweiwöchigen Kälteperiode im Winter gewährleistet ist (nämlich bei gut 400 MVA). Diese Netzauslegung ist möglich, weil Primeo davon ausgeht, dass Elektromobile sehr flexible Lasten sind – dass sich die Ladevorgänge also dank dynamischer Tarife zu einem grossen Teil in Schwachlastzeiten verschieben lassen. Bei einer durchschnittlichen Fahrleistung von ca. 200 km/Woche muss das Fahrzeug 1 x pro Woche an der Ladeinfrastruktur (LIS) mit 40 kWh geladen werden, was bei 11 kW Ladeleistung knapp 4 h dauert. Laut Primeo schaffen dynamische Tarife also genügend Anreiz, dass sich Gebäude und Personen (via Energiemanagementsysteme) netzdienlich verhalten. Grafik: Primeo Netz AG

Als Praktiker sprach am Status-Seminar auch Lukas Küng, Geschäftsführer der Primeo Netz AG. Der Baselbieter Verteilnetzbetreiber muss sich darauf einstellen, dass die wachsende Zahl von Ladestationen für E-Autos künftig mehr Strom erfordert und dezentrale Photovoltaik-Anlagen zusätzlich Strom ins Netz einspeisen. «Es sind aber weniger PV-Anlagen und E-Autos, die uns Sorge bereiten, sondern der ausgeprägte Trend zum verdichteten Bauen», sagt Lukas Küng. Dadurch werde die benötigte Leistung steigen, während der Platz für die Netzinfrastruktur (Trafostationen) verloren gehe. Der limitierende Faktor bei der Dimensionierung des künftigen Stromnetzes sind laut Küng denn auch nicht PV-Anlagen oder E-Auto-Ladestationen, sondern die Wärmepumpen: «Wir dimensionieren das Stromnetz so, dass wir eine zweiwöchige Kälteperiode bewältigen können.»

Aus der Praxis berichteten auch Sabine von Stockar (Minergie) und Beat Fuchs (Siemens). Maike Schubert (Weisskopf Partner GmbH) stellte die Tätigkeiten des Vereins SmartGridready vor. Energieversorger, Verteilnetzbetreiber, Dienstleister und Hersteller haben sich in dem Verein zusammengeschlossen mit dem Ziel, gemeinsam harmonisierte Lösungen für die Kommunikation zwischen Netz und Gebäuden (Grid Interface) zu entwickeln. Solche Lösungen sind wichtig, um das Stromnetz trotz einer zeitlich stark schwanken Solar- und Windstromproduktion in Balance zu halten. Um diesen Ausgleich zu schaffen, nutzen sie die Flexibilitäten in den Gebäuden, also elektrische Verbraucher wie Elektrogeräte und Ladestationen, Batteriespeicher oder PV-Anlagen. Einen wichtigen Beitrag leistet SmartGridready bei den dynamischen Tarifen: Eine Karte schafft Übersicht, wo dynamische Tarife genutzt werden können. Zudem zeigt eine Liste auf, welche Energiemanagementsysteme (EMS) nach diesen Tarifen optimieren können. Auf diesem Weg sparen Endkunden Energiekosten und können gleichzeitig Strom dann verbrauchen, wenn er reichlich verfügbar ist. Dynamische Tarife sind seit Anfang 2026 gesetzlich klar geregelt. Acht Netzbetreiber mit zwei Millionen Stromkonsumentinnen und -konsumenten bieten unterdessen auch dynamische Tarife an. Im kommenden Jahr wird mit einer Ausweitung von Gebieten mit dynamischen Tarifen gerechnet, wie Maike Schubert ausführte.

Durchschnittliche Stromerzeugung Schweiz, Sommer 2025



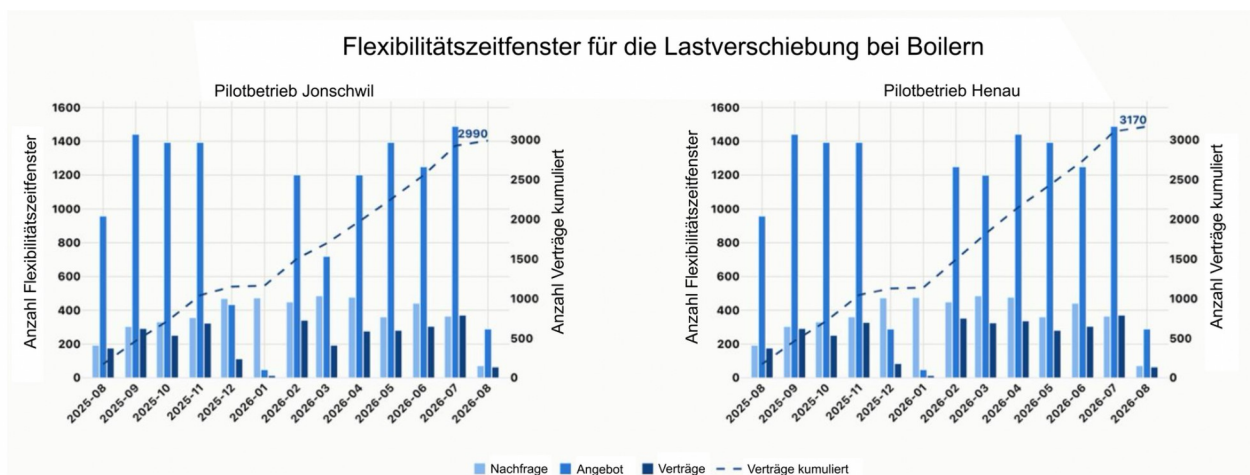
© Swissolar

Quelle: Basierend auf Swiss Energy-Charts, Speichermöglichkeit ergänzt durch Swissolar • Erstellt mit Datawrapper

An sonnigen Sommertagen werden heute schon Solarüberschüsse erzielt. Gebäude und Speicher können helfen, diese Überschüsse nutzbar zu machen. SmartGridready entwickelt dafür mit seinen Mitgliedern harmonisierte Lösungen. Grafik: Swissolar

Flexibilitäten optimal nutzen

Die im Gebäudepark schlummernden Flexibilitäten sollen bestmöglich für eine nachhaltige Stromversorgung genutzt werden – diese Leitidee zog sich wie ein roter Faden durch die Forschungsprojekte, die am brenet Status-Seminar vorgestellt wurden. Dazu zählten neue Tools für die gemeinsame Planung von Wärme- und Kältenetzen, von Stromverteilnetzen oder von gebäudeintegrierter Photovoltaik. Weitere Forschungsarbeiten betrafen Werkzeuge zur Simulation von Energienetzen oder intelligente Heizungsregelungen unter Einbezug von Wetter- und Strompreis-Prognosen. Diskutiert wurden neuartige Stromverbrauchsgemeinschaften (ZEV, vZEV, LEG) oder die nachbarschaftliche Nutzung von Wärmepumpen. Andere Forschungsvorhaben suchen an Wegen, um Flexibilitäten im Gebäudepark möglichst automatisiert zu erkennen oder Gebäude mit Flexibilitätslabels einzustufen.



Marktaktivität während des einjährigen Pilotbetriebs in Jonschwil und Henau. Dargestellt ist für jeden Monat die Anzahl der von den Netzbetreibern nachgefragten Flexibilitäts-Zeitfenster (Demand), der von den Boiler-Portfolios angebotenen Zeitfenster (Offered) sowie der daraus tatsächlich zustande gekommenen Verträge (Cleared Contracts). Die beiden Grafiken zeigen die Ergebnisse getrennt für die Pilotgebiete Jonschwil und Henau. Insgesamt wurden während des Pilotbetriebs mehr als 6'000 Flexibilitätsverträge abgeschlossen. Grafik: ENPLATE/bearbeitet B. Vogel

Ein Teil dieser Ideen stecken noch in der Konzeptphase. Andere werden schon umgesetzt, zumindest im Pilotbetrieb. Joëlle Clot (HSLU) stellte am Status-Seminar einen einjährigen Testbetrieb in den St. Galler Gemeinden Jonschwil und Henau vor. Die beiden Pilotgebiete

umfassten 419 Anschlüsse. Ein Algorithmus regelte in den teilnehmenden Haushalten Elektroboiler und Wärmepumpen unter Einbezug von Smart-Meter- und Prognosedaten netzdienlich. «Unsere Ergebnisse zeigen, dass sich lokale Flexibilität auch wirtschaftlich lohnen kann: In der Testregion Henau (1 Trafo und 148 Niederspannungskabel) könnten bis 2040 jährlich rund 27'000 Euro an Netzausbaukosten vermieden werden. Ein Teil dieser Einsparungen könnte direkt an flexible Haushalte weitergegeben werden – mit mehr als 15 Cent pro nicht eingespeister Kilowattstunde PV-Strom», fasst Joëlle Clot ein Hauptergebnis der Studie zusammen. Das Projekt wurde im Rahmen des europäischen Forschungsprojekts ENPLATE durchgeführt.



HSLU-Professor Olivier Steiger eröffnete das 24. brenet Status-Seminar im Namen des brenet-Vorstands. Foto: @brenet | Foto: Daniel Dyntar Photography

Starker Ausbau notwendig

Das brenet Status-Seminar belegt: Es gibt eine Vielzahl von Konzepten, die auch bei wachsender Nutzung von Solarstrom und anderen erneuerbaren Energien die Robustheit des Energiesystems gewährleisten. Bleibt zu hoffen, dass die erneuerbaren Energien tatsächlich auch entsprechend ausgebaut werden. Dies ist heute keineswegs gesichert, wie Andreas Eckmanns – verantwortlich für das BFE-Programm für Gebäudeforschung – in Rotkreuz mahnte: «Bei der Senkung des Pro-Kopf-Verbrauchs an Energie sind wir auf Kurs, aber beim Ausbau der erneuerbaren Energien müssen wir exponentiell zulegen, wollen wir die gesetzten Ziele erreichen.»

- [Dokumentation des 24. brenet Status-Seminars >>](#)
- Auskünfte erteilt Martin Menard (menard@lowtechlab.ch), externer Leiter des BFE-Forschungsprogramms Gebäude und Städte.
- [Weitere Fachbeiträge über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Gebäude und Städte auf der Website des BFE >>](#)



ÜBER BRENET

brenet verbindet Schweizer Fachhochschulen und Forschungsinstitute für nachhaltiges Bauen, erneuerbare Energien und zukunftsfähige Gebäudetechnologien. Das Netzwerk unterstützt Unternehmen, Gemeinden und weitere Praxispartner, passende Forschungskompetenzen zu finden und gemeinsame Projekte mit Hochschulen aufzugleisen. **Sie möchten eine Fragestellung untersuchen, eine Lösung erproben oder ein Forschungsprojekt initiieren? www.brenet.ch**