



Synthese

Energienetze





Energienetze

Dieser Schwerpunkt befasst sich mit den technischen, ökologischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen sowie den Treibern und Barrieren von neuen, innovativen Energieinfrastrukturen. Im Vordergrund stehen deren technische Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und raumbezogene Auswirkungen.

1. Die Energienetze sind noch nicht zukunftstauglich



Die Energienetze in der Schweiz sind zuverlässig und stabil – doch es gibt neue Herausforderungen. Eine ist, dass die neuen erneuerbaren Energiequellen – Photovoltaik- und Windanlagen – nur unregelmässig Strom erzeugen. Es braucht daher mehr Flexibilität im Energienetz: Auf der Angebotsseite mit neuen Speicherlösungen für Strom und Wärme, auf der Nachfrageseite mit einem automatisierten Lastmanagement. Zudem müssen die Synergiepotenziale zwischen den verschiedenen Energieträgern genutzt werden.

1.1. Kernbotschaften



Aus den Forschungen des NFP Energie lassen sich im Bereich Energienetze vier Kernbotschaften ableiten:

1. **Die künftige Energieversorgung ist ein Gesamtsystem.** Weil es immer mehr dezentrale Energiebereitsteller geben wird – zum Beispiel ans Netz angeschlossene private PV-Anlagen –, müssen das Übertragungsnetz und die Verteilnetze integriert geplant und betrieben werden. Die integrale Betrachtung der beiden Ebenen bietet auch vielfältige neue Möglichkeiten, etwa hinsichtlich der Flexibilität. Auch die Kopplung verschiedener Energieträger wie Strom, Gas und Wärme – die sogenannte Sektorkopplung – eröffnet neue Möglichkeiten zum Abgleich von Angebot und Nachfrage.
2. **Flexibilität ist eine Voraussetzung für die Nutzung von Solar- und Windenergie**
Der Ausbau der Solar- und Windenergie verlangt mehr Flexibilität im Stromnetz. Sie kann von Energiebereitstellern oder -bezügern geschaffen werden. Auf der Angebotsseite können neue Speichertechnologien attraktive Lösungen bieten und auf der Nachfrageseite eröffnet die Digitalisierung neue Möglichkeiten für das automatisierte Lastmanagement. Flexibilität hat aber ihren Preis, der transparent ausgewiesen und marktgerecht verrechnet werden muss.
3. **Ohne umfassende Digitalisierung geht es nicht.** Die zunehmende Dezentralisierung der Energiebereitstellung und -speicherung, gepaart mit einer starken Zunahme von Prosumern, sowie die hohe Volatilität der Solar- und Windenergie erfordern neue Netzsteuerungs- und Lastmanagementsysteme. Diese riesige Herausforderung lässt sich ohne umfassende Digitalisierung nicht effizient bewältigen. Zu den Voraussetzungen für eine wirkungsvolle Digitalisierung gehört, dass relevante Daten für die Akteure zugänglich sind und dass der Datenschutz



gewährleistet bleibt.

4. **Ohne Netzausbau keine Versorgungssicherheit** Der geplante Ausbau des Schweizer Übertragungsnetzes ist eine wichtige Voraussetzung für die Versorgungssicherheit. Die Ausbaupläne müssen kontinuierlich aktualisiert werden, um neuen Verhältnissen und Entwicklungen in der Schweiz und im Ausland Rechnung zu tragen. Der Energieverbund mit den Nachbarländern ist ein wichtiger und kosteneffizienter Beitrag an die Versorgungssicherheit und die Erhöhung der Flexibilität auf der Angebotsseite. Voraussetzung für den Ausbau ist eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz der Netzinfrastruktur.

1.2. Schlüsselempfehlungen



Die Synergien verschiedener Energieträger nutzen!

Strom-, Gas- und Wärmenetzbetreiber klären ab, welche Vor- und Nachteile sich aus der Gesamtoptimierung aller Energienetze auf der regionalen Ebene ergeben. Es gilt, die Synergien der Sektorkopplung konsequent zu nutzen.



Digitalisierung sicher einsetzen!

Es gilt die Chancen der Digitalisierung zu nutzen und neuartige Werkzeuge einzusetzen. Dazu müssen bei der Stromversorgung vermehrt Informations- und Kommunikationstechnologien, datenbasierte Instrumente und künstliche Intelligenz genutzt werden.



Flexibilität schaffen und verkaufen!

Je grösser die Zahl der Energiebereitsteller mit schwankender Erzeugung ist, desto höher wird der Bedarf an Flexibilität!

Im Teil «Empfehlungen» dieser Synthese sind alle Empfehlungen zur Thematik Energienetze vollständig ausformuliert. Von diesen insgesamt acht Empfehlungen sind drei sogenannte Schlüsselempfehlungen von besonderer Relevanz im Hinblick auf die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050.

Die Synergien verschiedener Energieträger nutzen! Strom-, Gas- und Wärmenetzbetreiber klären ab, welche Vor- und Nachteile sich aus der Gesamtoptimierung aller Energienetze auf der regionalen Ebene ergeben. Es gilt, die Synergien der Sektorkopplung konsequent zu nutzen. Die Projekte des NFP Energie zeigen, dass die integrale Gesamtbetrachtung des Energiesystems für die Energienetze vorteilhaft ist. Um das Energiesystem in seiner Gesamtheit optimieren zu können, muss das Gärtchendenken unter den einzelnen Energieträgern und -bezügern aufgebrochen und durch eine Gesamtstrategie ersetzt werden.

Digitalisierung sicher einsetzen! Es gilt, die Chancen der Digitalisierung zu nutzen und neuartige Werkzeuge einzusetzen. Dazu müssen bei der Stromversorgung vermehrt Informations- und Kommunikationstechnologien, datenbasierte Instrumente und künstliche Intelligenz genutzt werden. Gleichzeitig gilt es, den Risiken der Digitalisierung zu begegnen:

- Risiken von Cyber-Attacken, welche die Versorgungssicherheit massiv bedrohen;
- Risiken für die Privatsphäre und die persönliche Freiheit wegen unzureichenden Datenschutzes.

Flexibilität schaffen und verkaufen! Je grösser die Zahl der Energiebereitsteller mit schwankender Erzeugung ist, desto höher wird der Bedarf an Flexibilität. Es stellt sich die Frage, wie Flexibilität künftig gehandelt und abgegolten werden soll – zum Beispiel analog zu den heutigen Bestimmungen hinsichtlich des Bereitstellens von Frequenzregelung. Die



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Verkopplung von Energiesystemen eröffnet ein grosses Flexibilitätspotenzial. Energiespeicher können die Flexibilität zusätzlich erhöhen. Energiebereitsteller legen bei der Planung neuer und beim Umbau bestehender Anlagen besonderes Gewicht auf das Schaffen zusätzlicher Flexibilität. Sie entwickeln neue Geschäftsmodelle, um Flexibilität als Dienstleistung anbieten zu können.

2. Neue Dynamik in Energienetzen

Das Schweizer Übertragungsnetz für Strom wird in den nächsten Jahren ausgebaut. Doch es braucht noch viel mehr Anstrengungen und Investitionen in die Energienetze, damit diese den Anforderungen der Energiestrategie 2050 entsprechen können.



Energienetze

2.1. Energienetze



Energienetze verbinden die Energieversorger mit den Energiebezügern. Sie überwinden somit räumliche Distanzen. Mit zunehmendem Einsatz erneuerbarer Energieträger wie Sonne, Wind und Biomasse gewinnt aber auch die Überwindung zeitlicher Distanzen zwischen Energiebereitstellung und -bezug rasch an Bedeutung. Diese Aufgabe wurde früher vor allem von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wahrgenommen. Künftig werden jedoch andere Speichertechnologien nötig sein. Diese können Teil des Energienetzes sein. Das künftige hoch dynamische Energiesystem muss technisch und wirtschaftlich optimal betrieben werden; dabei spielen digitale Überwachungs-, Steuer- und Regelungsmechanismen entscheidende Rollen.

Ein Energienetz setzt sich grundsätzlich aus drei Komponenten zusammen:

Energieverteilung: Die Energieverteilung erfolgt in der Regel durch Strom- oder Rohrleitungen, die hierarchisch ausgelegt sind: Übertragungs- bzw. Transportleitungen für die Verteilung grosser Energiemengen über längere Distanzen und regionale bzw. lokale Verteilnetze für die Feinverteilung bis zum einzelnen Energiebezüger. Zur Energieverteilung gehören auch Sekundäranlagen wie zum Beispiel Unterstationen, Transformatoren und Druckreduktionsanlagen.

Energiespeicherung: In das Energienetz integrierte Speicherkapazitäten, z. B. zentrale Batterieaggregate, Druckluftspeicher, Gastanks und -leitungen oder Erdspeicher.

Energiesteuerung: Leitsysteme zum Überwachen, Steuern und Regeln der Energieflüsse im Energienetz. Wegen der Digitalisierung werden diese Leitsysteme immer ausgefeilter.

Zwischen dem Energienetz und der Energiebereitstellung auf der einen und dem Energiebezug auf der anderen Seite besteht eine hohe Interpendenz.



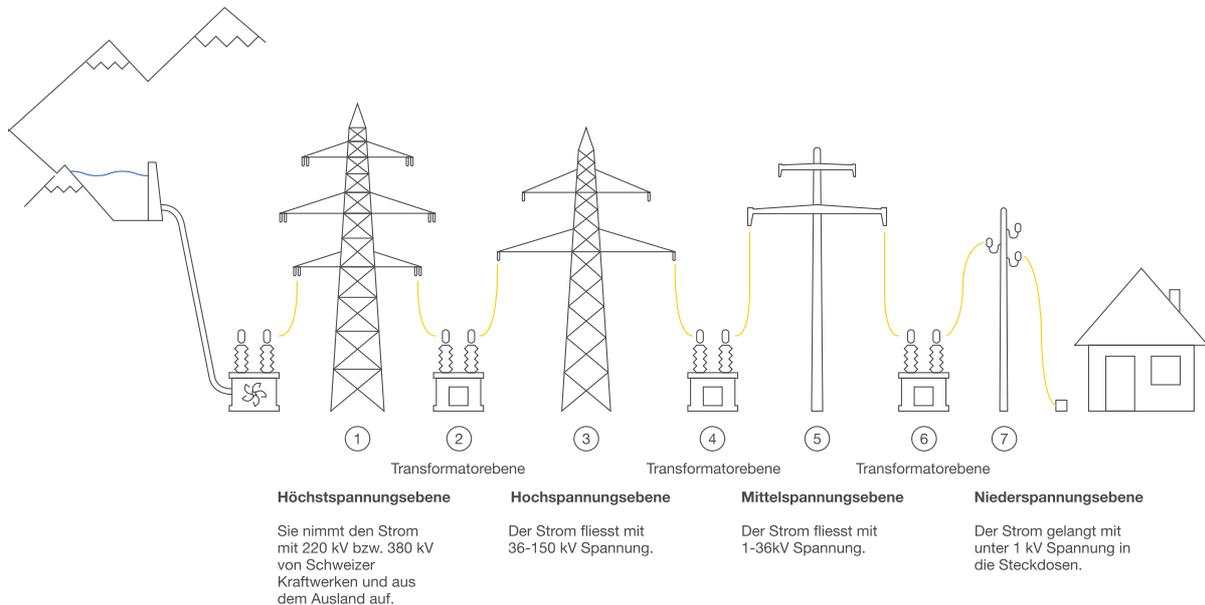
Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

In Energienetzen werden vor allem Strom, Wärme und Gas transportiert. Diese drei Netze sind in der Schweiz unabhängig voneinander entstanden, und sie werden auch nach wie vor unabhängig betrieben. Dadurch liegen nicht unerhebliche Synergiepotenziale brach. Zahlreiche Projekte im NFP «Energie» widmen sich deshalb der Gesamtbetrachtung des Energiesystems und dem sich daraus ergebenden Nutzen.

Versorgungssicherheit # Energienetze

2.2. Das Stromnetz



Spannungsebenen. 1: Höchstspannungsebene. Sie nimmt den Strom mit 220 kV bzw. 380 kV von Schweizer Kraftwerken und aus dem Ausland auf. 3: Hochspannungsebene. Der Strom fließt mit 36 bis 150 kV Spannung. 5: Mittelspannungsebene. Der Strom fließt mit 1 bis 36 kV Spannung. 7: Niederspannungsebene. Der Strom gelangt mit unter 1 kV Spannung in die Steckdosen. 2, 4, 6: Transformatorebenen. Sie transformieren den Strom auf die nächstuntere oder nächsthöhere Ebene. Quelle: Swissgrid

Das gesamte Schweizer Stromnetz misst über 202 000 km.¹ Es ist in sieben Ebenen unterteilt:

Ebene 1 ist das Übertragungsnetz oder Höchstspannungsnetz. Es gehört Swissgrid und umfasst rund 6700 Kilometer Leitungen sowie 141 Schaltanlagen.² Der Strom der Schweizer Kraftwerke und aus dem Ausland fließt mit Spannungen von 220 kV und 380 kV durchs Netz.

Die Ebenen 3, 5 und 7 bilden zusammen das Verteilnetz. In der Schweiz gibt es rund 650 Betreiber von Verteilnetzen, die jeweils für ihren Netzabschnitt verantwortlich sind. Ebene 3 ist die Hochspannungsebene mit Spannungen von 36 kV bis 150 kV. Die Mittelspannungsebene 5 transportiert den Strom nur noch mit 1 kV bis 36 kV. Ebene 7, die Niederspannungsebene, führt den Strom schliesslich mit unter 1 kV Spannung zu den Energiebezüglern, wo er mit 230 V nutzbar wird.

Zwischen diesen Ebenen regulieren die Transformatorebenen 2, 4 und 6 die Spannung.

Das Schweizer Stromnetz basiert auf Wechselstrom. Dieser lässt sich besser transformieren als Gleichstrom und ermöglicht deshalb einen hierarchischen Aufbau des Netzes in Spannungsebenen. Für das elektrische Netz Europas, in dem die Schweiz mit 41 Grenzleitungen eine zentrale Funktion übernimmt, gilt eine Frequenz von 50 Hertz. Sie muss



stabil gehalten werden, denn schnelle und starke Schwankungen können unter anderem zu Schäden an Grossmaschinen führen und die Versorgungssicherheit gefährden.

Um die Frequenz stabil zu halten, müssen Stromproduktion und -verbrauch stets im Gleichgewicht sein. 40 000 Messpunkte bilden das Schweizer Netz deswegen minutiös ab; Schwankungen können so in den allermeisten Fällen in Sekundenschnelle registriert und sogar vorhergesehen werden. Dank diesem umfangreichen Monitoring gilt das Schweizer Übertragungsnetz als sehr stabil und zuverlässig.

Strom in grossen Mengen zu speichern, ist anspruchsvoll. Die momentan grössten Möglichkeiten bieten die Pumpspeicherkraftwerke, wobei sie bei den derzeitigen Strompreisen nicht wirtschaftlich sind. Vielversprechend ist der «Power-to-Gas»-Speicherung: Mit überschüssigem Solarstrom wird Wasserstoff oder Methan erzeugt, in Tanks gespeichert und über eine Gasturbine oder Brennstoffzelle wieder in Strom umgewandelt.

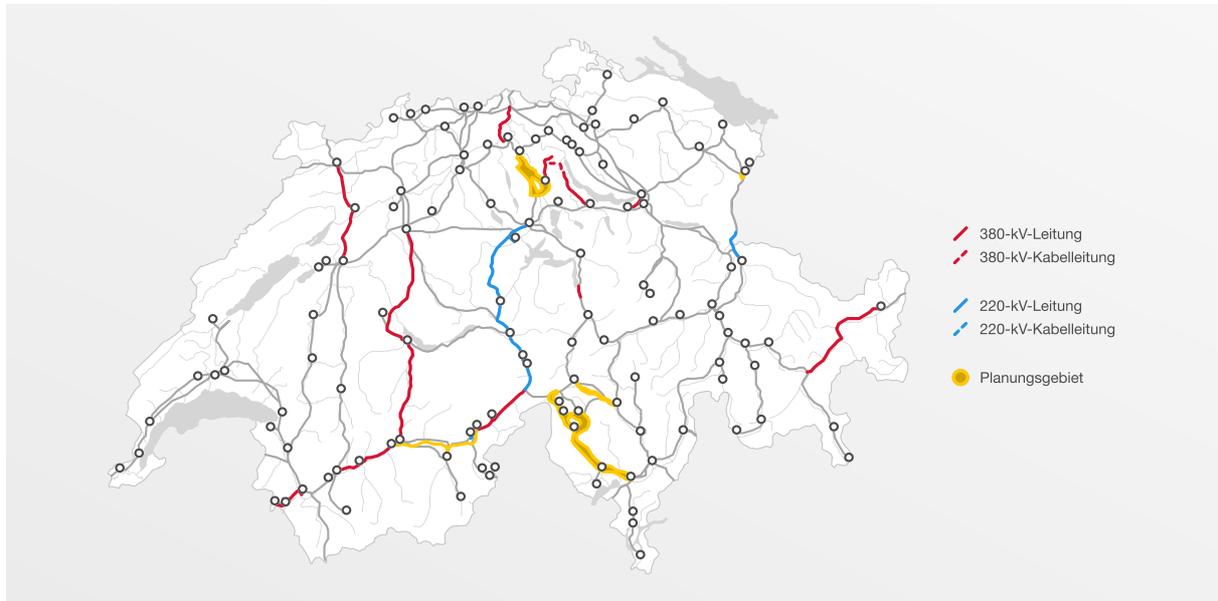
Anmerkungen und Referenzen

1 ECom 2018; Tätigkeitsbericht, Kap. 3.1

2 Swissgrid 2015; Strategisches Netz 2025

Versorgungssicherheit # Energienetze

2.3. Das Stromnetz wird ausgebaut



Ausbau Stromnetz. Quelle: <https://www.swissgrid.ch/en/home/projects/project-overview.html>

Gemäss der 2017 vom Eidgenössischen Parlament verabschiedeten «Strategie Stromnetze» erstellt Swissgrid den Mehrjahresplan für den Netzausbau auf der Basis der Energieperspektive 2050 des Bundes und der Planungen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Die Planung für das Strategische Netz 2025 beinhaltet insgesamt 17 Umbau- oder Ausbauprojekte, verteilt über die ganze Schweiz. Die meisten Projekte betreffen die Erhöhung der Spannung von 220 kV auf 360 kV bei bestehenden Leitungen mit lokaler Anpassung der Trassen. Es sind aber auch völlig neue Übertragungsleitungen vorgesehen, etwa die gut 70 km lange 380-kV-Leitung im Wallis von Chamoson über Chippis nach Mörel.

Zunehmend werden bei der Planung auch erdverlegte Übertragungsleitungen in Betracht gezogen. Der Bau einer ersten 1,3 km langen Kabelstrecke am «Gäbihügel» bei Bözberg/Rinikon wurde im Rahmen des Netzprojektes Beznau–Birr im August 2018 begonnen.

Die Abbildung zeigt den geplanten Ausbau.

Das grösste Problem bei den Um- und Ausbauprojekten ist die lange Planungs- und Bewilligungsdauer, die bei vielen Vorhaben über 10 Jahre beträgt. Liegen einmal alle Bewilligungen und Genehmigungen vor, dauert der Bau nicht mehr lang.

Auch die Betreiber der Verteilnetze (Netzebene 3 bis 7) sind verpflichtet, eine Mehrjahresplanung zu erstellen – zwecks Gewährleistung einer sicheren, leistungsfähigen und effizienten Stromversorgung in ihrem Einzugsgebiet. Dabei werden die Ausbauten vor allem

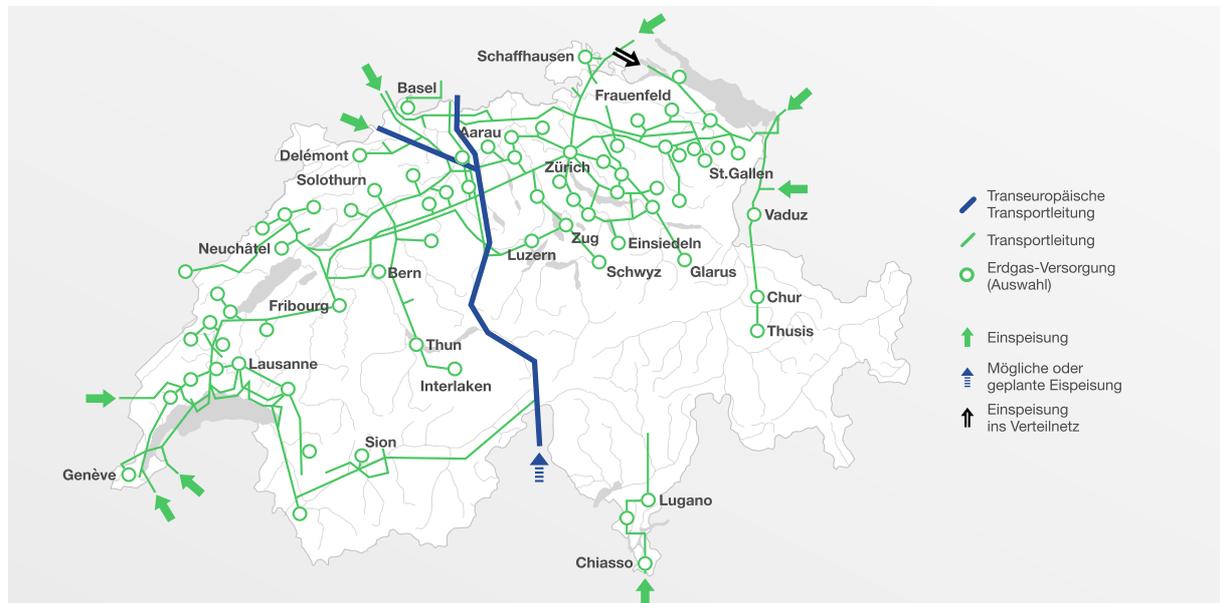


durch neue Siedlungen, den Zu- bzw. Wegzug von Betrieben mit hohem Energiebedarf und den Ausbau der erneuerbaren Energieträger bestimmt. Auf diesen Netzebenen sieht die «Strategie Stromnetze» vor, dass Leitungsvorhaben grundsätzlich als Erdkabel ausgeführt werden, sofern die Kosten des Erdkabels nicht mehr als das Doppelte der Kosten einer Freileitung betragen.¹ Der Einsatz digitaler Steuer- und Regelsysteme kann dazu beitragen, den teuren Netzausbaubedarf vor allem auf den Netzebenen 3 bis 7 zu reduzieren.

Anmerkungen und Referenzen

1 SR 734.31 Verordnung über elektrische Leitungen, Änderung vom 3. April 2019 betr. Art. 11b Absatz 1

2.4. Das Gasnetz



Gasnetz. Quelle: www.iet.hsr.ch/fileadmin/user-upload/iet.hsr.ch/power-to-Gas/Kurzberichte/05_erdgasinfrastruktur_Schweiz.pdf

Erdgas deckt 14 Prozent des schweizerischen Endenergiekonsums. Die heimischen Erdgasvorkommen sind zu klein für eine wirtschaftlich sinnvolle Förderung; 2017 stammt nur etwa 1 Prozent des in das Netz eingespeisten Gases aus einheimischer Biogasproduktion.¹ Erdgas muss vollumfänglich importiert werden – vor allem aus der EU, aus Russland und Norwegen. Der Import erfolgt über 16 Grenzübergangspunkte, über welche die Schweiz mit dem europäischen Gastransportnetz verbunden ist.² Derzeit werden über 900 Gemeinden von 120 lokalen Versorgern mit Erdgas beliefert.

Auch das Gasnetz ist hierarchisch aufgebaut: Das Transportnetz mit einem Druck von über 5 bar umfasst 2016 Leitungen mit einer Länge von 2243 km; das Verteilnetz mit Drücken von unter 5 bar ist rund 17 500 km lang. Druckreduzierstationen sorgen dafür, dass das Erdgas mit einem Druck von unter 1 bar bei den Energiebezüglern ankommt. 145 Erdgastankstellen versorgen gasbetriebene Fortbewegungsmittel mit Energie, 27 Biogasanlagen leisten einen einheimischen Beitrag an die Gasversorgung. Das Gasnetz ist nicht flächendeckend, gewisse Bergregionen sind nicht erschlossen. Beim Gas gibt es keinen Grundversorgungsauftrag.

Sechs kleinere Erdgasspeicher dienen als Netzpuffer, um Schwankungen im Tagesbedarf auszugleichen. Die Speicherung grösserer Erdgasmengen ist im Erdgasnetz nicht vorgesehen, auch weil die geologischen Bedingungen für Untergrund- und Porenspeicher nicht gegeben sind. In Europa speichern Deutschland und Italien die grössten Erdgasvorräte. Diese Vorräte werden vor allem als Wertanlagen genutzt: Das Erdgas wird im Sommer zu günstigen Preisen eingekauft und gespeichert – und im Winter bei grosser Nachfrage zu höheren Preisen wiederverkauft. Auch in der Schweiz könnte die Gasspeicherung künftig zum Thema werden,



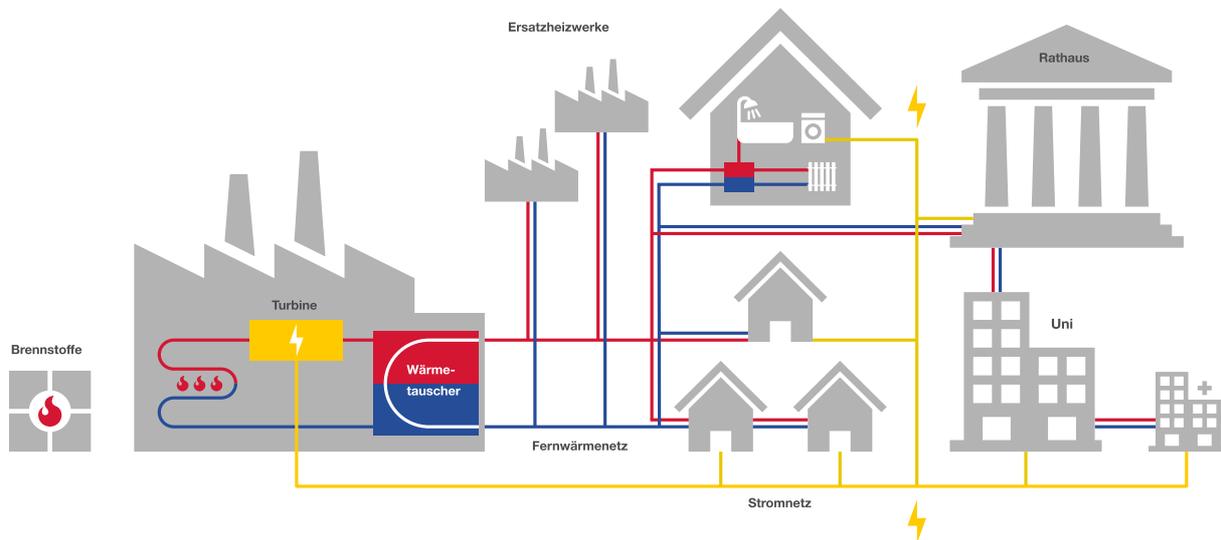
da Power-to-Gas-Lösungen es erlauben, nachhaltig produzierten Strom in Gas umzuwandeln und beliebig lang zu speichern.

Anmerkungen und Referenzen

- 1 <https://gazenergie.ch/de/news-events/news/detail/news/11-prozent-mehr-schweizer-biogas-ingespeist/>
- 2 Erdgas/Biogas in der Schweiz. Ausgabe 2018. VSG-Jahresstatistik

Kälte / Wärme # Heizen # Energienetze

2.5. Fernwärmenetze



Modell eines Fernwärmenetzes, bei dem die Wärme in einer Kehrlichtverbrennungsanlage erzeugt wird. *Quelle:*

www.heizungfachsanierung.ch/de/arten_heizsysteme/fernwaerme

Ein Fernwärmenetz bringt Wärme von einer zentralen Anlage über isolierte Leitungen zu den Konsumenten – in Form von heissem Wasser. Für die Energiebezüger hat Fernwärme den Vorteil, dass sie weder eine eigene Heizung noch eigene Heizmittelvorräte benötigen.

Die ersten Projekte wurden vor 50 Jahren zumeist im Zusammenhang mit Kehrlichtverbrennungsanlagen realisiert.¹ Dennoch spielen Fernwärme und Wärmenetze in der Schweiz gegenwärtig keine grosse Rolle. Nur 4,2 Prozent aller Wohngebäude sind an Fernwärmenetze angeschlossen.² Dieser Wert hat sich zwar seit 1990 mehr als verdreifacht, doch Individualheizungen stehen immer noch an erster Stelle.

Die wichtigste Primärenergie für die Fernwärme ist die Abwärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen, es folgen Erdgas, Holz und Abwärme von Kernkraftwerken. Rund ein Drittel der Primärenergie stammt aus fossilen Brennstoffen. Dieser Anteil soll deutlich verringert werden.³

Für die Wärmespeicherung innerhalb der Fernwärmenetze haben sich in der Schweiz Stahltanks mit Wasser als Medium durchgesetzt.

Ähnlich wie die Fernwärme funktioniert das Prinzip der Fernkälte. Die Herstellung der Fernkälte kann umweltfreundlich mit Absorptionskältemaschinen erfolgen. Diese werden mit Abwärme statt mit Strom betrieben und produzieren die Fernkälte mittels thermischer Verdichtung.⁴

Für die Zukunft rechnet die Wissenschaft mit extremeren Wetterlagen, bei denen der



Heizbedarf ab- und der Kühlungsbedarf zunehmen wird. Zentrale Fernkälte von Absorptionskältemaschinen ist fünf- bis zehnmal effizienter als eine herkömmliche individuelle Lösung.⁵ Gerade in dicht besiedelten Gebieten kann sie den lokalen Stromverbrauch wesentlich reduzieren und einen Ausbau oder eine Verstärkung des Stromnetzes unnötig machen.

Anmerkungen und Referenzen

1 World Energy Council Switzerland;

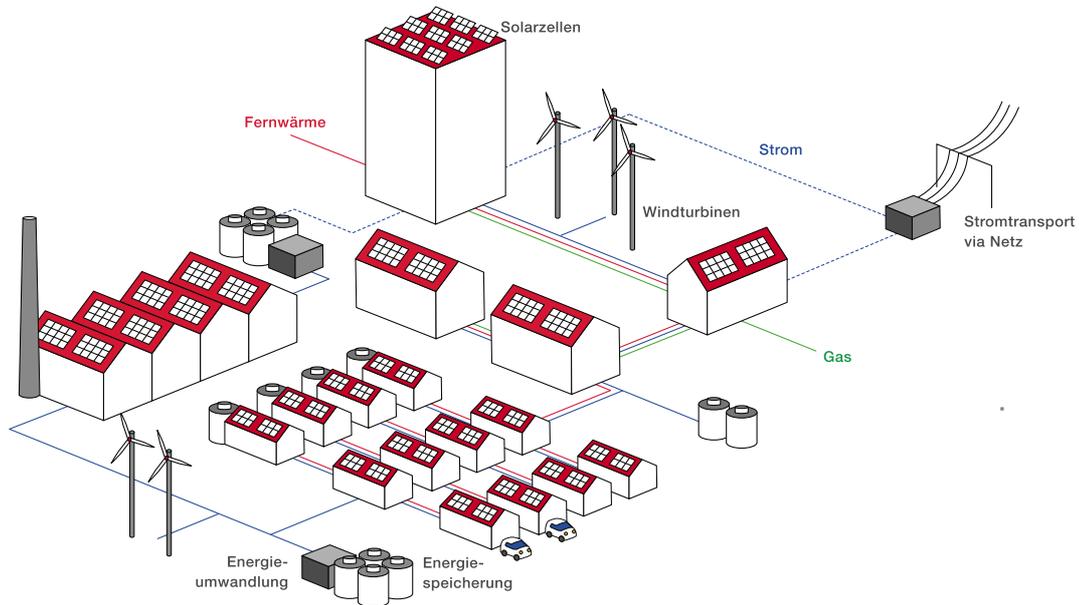
2 <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bau-wohnungswesen/gebäude/energiebereich.html>

3 Verband Fernwärme Schweiz 2018; Jahresbericht 2017; https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch-wAssets/docs/Verband/Jahresbericht-Dokumente-d/Jahresbericht_2017_d.pdf

4 Verband Fernwärme Schweiz; <https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch/was-ist-fernwaerme.php>

5 https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch-wAssets/docs/Fernwaerme_Flyer/Fernwaerme_d_Web.pdf

2.6. Trend zur Sektorkopplung



Modell eines dezentralen Multi-Energie-Systems, das von unterschiedlichen Energieträgern gespeist wird. Quelle: Projekt «Dezentrale Energiesysteme und Gesellschaft»

Strom-, Gas- und Wärmenetze werden heute immer häufiger nicht getrennt betrachtet, sondern als Gesamtsystem. Man nennt diese Betrachtungsweise Sektorkopplung – oder englisch Energy System Integration, auch Multi-Energy System. Es geht jedoch nicht nur um die Kopplung verschiedener Energieträger, sondern auch um die Integration der Prosumer, der industriellen Produktionsprozesse und Verkehrsträger (E- und Wasserstoff-Fahrzeuge).

Für das zunehmende Interesse an der Sektorkopplung gibt es zwei Hauptgründe.

1. Im Fokus stehen die Dienstleistungen, welche die Energieträger bereitstellen – und nicht die Energieträger selbst. Wärme kann zum Beispiel aus dem Strom-, Gas- oder Fernwärmenetz geliefert werden. Welcher Energieträger sich in welchem Fall eignet, hängt vom System ab, das daher integral betrachtet werden muss.
2. Manche Komponenten sind an mehr als an ein Energienetz angeschlossen. Thermische Kraftwerke zum Beispiel erzeugen Strom, der ins Stromnetz eingespeist wird, und Wärme, das ins Wärmenetz gelangt. In einem solchen Fall spricht man von Wärme-Kraft-Kopplung (WKK). Andere Komponenten, die Energieträger koppeln, sind Wärmepumpen, Brennstoffzellen oder Power-to-Gas-Konzepte.

Welches ökologische und wirtschaftliche Potenzial in einem solchen Verbund unterschiedlicher Energieträger steckt, war Gegenstand des Projekts «Nachhaltige dezentrale Stromerzeugung»¹: Anhand von Modellen und Fallstudien wurde im Detail diskutiert, wie ein dezentrales Multi-Energie-System funktionieren kann, das verschiedene bestehende und auch



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

künftige Technologien ganz unterschiedlicher Energiequellen koordiniert – und zwar von der Bereitstellung von Energie bis zu deren Bezug. Es ist entscheidend, dass auch die Wirtschaft und neue Geschäftsmodelle in die Überlegungen miteinbezogen werden.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «**Nachhaltige dezentrale Stromerzeugung**»

Prosumer # Versorgungssicherheit # Dezentralisierung # Photovoltaik

2.7. Immer mehr Akteure



Die Zeiten, in denen es Energiebereitsteller auf der einen und Energiebezüger auf der anderen Seite gab, sind vor allem im Stromnetz vorbei. Immer mehr Energiebezüger erzeugen selbst Energie – zum Beispiel durch PV-Anlagen. 2017 wurden in der Schweiz 38 Prozent¹ mehr PV-Kleinanlagen auf Ein- und Mehrfamilienhäusern installiert als im Jahr zuvor. Anders sieht es bei den anderen Netzen aus. Das Gasnetz wird vorwiegend aus dem Ausland gespeist; allerdings soll bis 2030 der Anteil von Biogas von schweizerischen Anlagen von heute 3 auf 30 Prozent des Gasverbrauchs für die Wärmeproduktion erhöht werden. Wärmenetze agieren weitgehend lokal und unabhängig voneinander.

Dass Bezüger selber Energie erzeugen, entlastet zwar einerseits das Netz, weil Energie nicht weit transportiert werden muss. Andererseits stellt sie das Netz auch vor neue Herausforderungen. Dies gilt gerade für das Stromnetz, wo sich Einspeisung und Verbrauch die Waage halten müssen.

Diese sogenannten Prosumer – die Producer-Consumer – effizient und sicher in die bestehenden Energiesysteme einzubinden, ist eine der grossen Herausforderungen der Energiezukunft. Dabei spielen die Energienetze eine Schlüsselrolle. Deren Leitsysteme ermöglichen, dass verschiedene Akteure mit verschiedenen technischen Eigenschaften, Möglichkeiten und wirtschaftlichen Zielen am selben Energiesystem angeschlossen sind. Mit der Zahl der Prosumer erhöhen sich jedoch auch die Schwankungen bei den Produktionsmengen: Solar- und Windenergie-Produktionsmengen sind vom Wetter abhängig und lassen sich daher kaum oder gar nicht beeinflussen. Die Zuverlässigkeit und die Robustheit der Netze müssen deshalb erhöht werden. Smart Grids sollen dabei helfen, die



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Netze flexibel, effizient und bedarfsabhängig zu managen. Digitale Plattformen sorgen für einen guten Zugang zu Daten und den schnellen Informationsaustausch zwischen den vielen Akteuren.

Anmerkungen und Referenzen

1 Bundesamt für Energie BFE 2017; Markterhebung Sonnenenergie. Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien.

https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2017.pdf

Markt # Europa / EU

2.8. Die Schweiz und Europa



Die Schaltanlage «Stern von Laufenburg»¹ stellte mit Inbetriebnahme 1958 die Basis für den internationalen Verbundnetzbetrieb dar. Quelle: Swissgrid AG

Das europäische Stromnetz versorgt über 30 Länder mit rund 530 Millionen Bezügerinnen. Die Schweiz ist Teil dieses Netzes. Gegenwärtig ist sie über 41 Leitungen mit ihren Nachbarländern vernetzt. Im internationalen Stromhandel agiert die Schweiz als zentrale Drehscheibe: Im Namen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E ist Swissgrid das Koordinationszentrum für Südeuropa. Und auch in technischer Hinsicht spielt die Schweiz international eine wichtige Rolle: Die Schaltanlage «Stern von Laufenburg» bildet seit 1958 ein wichtiges Zentrum des europäischen Stromverbundnetzes.

Die Erzeugung von Wasserkraft ist ebenso saisonabhängig wie der Stromkonsum. Das führt dazu, dass die Schweiz im Winter ein Stromimporteur und im Sommer ein Stromexporteur ist. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es daher unerlässlich, dass das Schweizer Stromnetz mit dem Ausland verbunden ist. Das Schweizer Übertragungsnetz spielt auch im Transit zwischen Nachbarländern eine wichtige Rolle; Europa ist deshalb auf das Schweizer Stromnetz angewiesen.

Auch ohne EU-Mitgliedschaft ist die Schweiz also Teil von «Strom-Europa». Ohne ein Stromabkommen beschränkt sich diese Teilhabe jedoch auf die technischen Aspekte des Stromnetzes – obwohl die Schweiz vollwertiges Mitglied des ENTSO-E ist. Da der Stromhandel mit Europa aber ein wichtiger Pfeiler unserer Bemühungen zur zwingend notwendigen Steigerung der angebotsseitigen Systemflexibilität darstellt, ist der baldige Abschluss des Stromabkommens zwischen der Schweiz und Europa im Hinblick auf die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit von grösster Bedeutung.



Vollends auf das Ausland angewiesen ist die Schweiz schliesslich im Gasbereich: Der Bedarf muss weitgehend mit Importen gedeckt werden.

Die beiden Projekte «Die Schweiz und die EU-Energiepolitik»² und «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»³ haben politische und marktbezogene Aspekte des künftigen Verhältnisses zwischen der Schweiz und Europa mit Bezug auf die Energiestrategie 2050 untersucht. Sie zeigen, dass das Thema sehr komplex ist und eine grosse Bedeutung für den Schweizer Strommarkt hat.

Anmerkungen und Referenzen

1 www.swissgrid.ch/de/home/operation/power-grid/star-of-laufenburg.html

2 Projekt «Die Schweiz und die EU-Energiepolitik»

3 Projekt «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»

Regulierung # Versorgungssicherheit # Europa / EU

2.9. Versorgungssicherheit steht an erster Stelle



Aus welchen Quellen und in welcher Zusammensetzung die Schweizer Bevölkerung Energie künftig auch beziehen wird: Die Versorgungssicherheit steht immer an erster Stelle. Diese ist im Energieartikel der Bundesverfassung und im Energiegesetz verankert.

Damit sie gewährleistet bleibt, muss die Schweiz über den nationalen Tellerrand hinausschauen. Im Bereich Erdgas, wo die Schweiz fast vollständig von Importen abhängig ist, müssen internationale Entwicklungen der Politik und des Gasmarkts genau beobachtet werden. Diese Entwicklungen, die Einbindung der Schweiz in den europäischen Markt und die Koordination mit anderen Ländern sind entscheidende Faktoren für die Zukunft des Schweizer Gasmarkts.¹

Noch wichtiger ist die Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Sie ist Sache der Stromwirtschaft. Bund und Kantone müssen Rahmenbedingungen schaffen, und sie greifen ein, wenn die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft die sichere Versorgung mit Elektrizität nicht mehr gewährleisten können. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission Elcom überwacht die Versorgungssicherheit und kann dem Bundesrat bei Bedarf geeignete Massnahmen vorschlagen.

Investitionen der Schweizer Energiebereitsteller in Solaranlagen und Windparks im Norden Europas können keinen namhaften Beitrag an die Versorgungssicherheit der Schweiz leisten, weil die nötigen Übertragungsleitungen durch Deutschland in absehbarer Zeit nicht zur Verfügung stehen werden. Auch ein Stromabkommen mit Europa löst nicht alle Probleme, denn es gewährleistet nur den Zugang zum europäischen Strommarkt, nicht aber die Stromversorgung der Schweiz. Der Bedarf nach einer landesinternen Bereitstellung von Strom bleibt also bestehen.

Eine Studie des Bundesamts für Energie (BFE) beurteilt die Versorgungssituation der Schweiz bis 2035 als unkritisch, solange die Schweiz mit ihren Stromnachbarn verbunden ist – auch bei einem künftigen Ausstieg aus der Kernenergie.² Eine wichtige Voraussetzung ist aber ein Stromabkommen mit der EU. Zudem müssen Engpässe beseitigt werden, etwa durch



Leitungsausbau, und beim Übertragungsnetz gibt es Erneuerungsbedarf. Ohne entsprechende Investitionen ist die Versorgungssicherheit der Schweiz nicht gewährleistet.

Anmerkungen und Referenzen

1 Bundesamt für Energie 2018; Modelling the Swiss Gas Market in a European Context.

<https://www.aramis.admin.ch/Default.aspx?DocumentID=46726&Load=true>

2 Bundesamt für Energie 2018; Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom.

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungssicherheit.html#kw-93726>

Digitalisierung # Energiespeicher

2.10. Gefragt: neue Systeme und neue Komponenten



Die Herausforderungen, die sich durch den Einbezug dezentraler Energiebereitsteller ergeben, haben eine räumliche und eine zeitliche Dimension. Die räumliche Dimension betrifft sowohl die lokalen Verteilnetze als auch das nationale Übertragungsnetz. Die zeitliche Dimension reicht von Sekunden bis zu saisonalen Schwankungen. Als Grundprinzip gilt dabei: Schnelle und kleinere Schwankungen werden so weit möglich lokal bewältigt, die langsamen und grösseren auf nationaler Ebene im Übertragungsnetz. Die Schweizer Wasserkraftwerke werden dabei eine wichtige Rolle spielen, weil sie flexibel agieren können.¹ Eine wichtige Frage ist aber, ob die Regelkapazität der Wasserkraft bei einem massiven Ausbau von PV noch ausreicht. Saisonale Schwankungen werden auch künftig durch den Austausch mit anderen Ländern ausgeglichen, zumindest zum Teil.

Grundsätzlich lassen sich die Herausforderungen mit zwei verschiedenen Ansätzen angehen. Einige Probleme können mit neuen Steuerungssystemen gelöst werden, andere verlangen die Entwicklung oder Verbesserung neuer physischer Netzkomponenten, etwa von Transformatoren und Speichern.

Die im Stromnetz zu erwartenden Schwankungen bei der Bereitstellung lassen sich mit lokalen Energiespeichern² – hauptsächlich Batterien – teilweise auffangen. Diese haben meist keine grosse Kapazität und eignen sich deshalb vor allem für kleinere Zwischenspeicherungen für kürzere Zeiträume. Batterien von Elektroautos bieten ebenfalls Speicherkapazität, die sich bei einer Anpassung der Tarif- und Steuersysteme nutzen lässt. Für die mehrtägige und saisonale Speicherung braucht es aber andere Systeme: Druckluftspeicher, Pumpspeicherwerke oder Power-to-Gas (P2G). Wärme liesse sich in Erdspeichern speichern, wie sie zum Beispiel im Energiekonzept der ETH Höggerberg³ vorgesehen sind.

Anmerkungen und Referenzen

1 [Synthese «Wasserkraft und Markt»](#)

2 [Neue Speichertechnologien für den Ausgleich von Tagesschwankungen](#)



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

3 ETH Immobilien 2017; Die Energie von morgen, ETH Zürich

2.11. Mehrstufiger Syntheseprozess

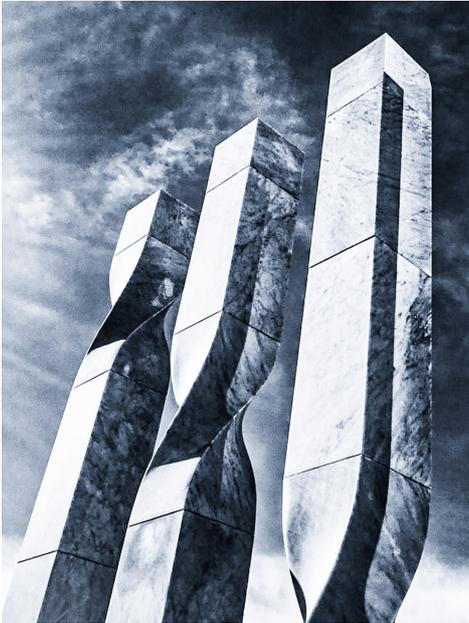


Die Synthese zum thematischen Schwerpunkt «Energienetze» entstand in einem mehrstufigen Prozess. Im Oktober 2016, als die Forschenden noch an ihren Projekten arbeiteten, tauschten sie sich über ihre Forschungsfragen, Methoden und Lösungsansätze aus, um Interdependenzen und Synergiepotenziale zu erkennen. Ein halbes Jahr später trafen sich die Forschenden mit Vertretenden von Verbänden, Bundesämtern, Kantonen und relevanten NGOs, um mehr über deren Erwartungen an die Forschungsergebnisse und deren Dissemination zu erfahren.

Anhand dieser Erkenntnisse entwickelten die Leitungsgruppen des NFP «Energie» für jeden der sechs thematischen Schwerpunkte ein Synthesekonzept. Ein erster Entwurf der Synthese «Energienetze» wurde auf Grundlage dieses Konzepts von Göran Andersson erarbeitet, in den Leitungsgruppen des NFP «Energie» kritisch hinterfragt und von einem Wissenschaftsjournalisten redigiert.

Im Juni 2019 kam eine Echogruppe aus neun Fachleuten aus Verwaltung und Wirtschaft zusammen, um den Entwurf der Synthese zu reflektieren und zu beurteilen (siehe [Impressum](#)). Zudem bewertete sie die Empfehlungen mit Blick auf Wirkung und Machbarkeit. Nach weiteren Überarbeitungen und Ergänzungen wurde die Synthese im September 2019 von den Leitungsgruppen des NFP «Energie» verabschiedet.

3. Drei Schwerpunkte



Die Erkenntnisse der Forschungsprojekte zum Thema «Energienetze» wurden drei Schwerpunkten zugeteilt:

1. Integration von Prosumern und dezentralen Energiespeichern
2. Versorgungssicherheit
3. Energie als Gesamtsystem

3.1. Integration von Prosumern und dezentralen Energiespeichern

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass neue erneuerbare Energiequellen mehr Energie bereitstellen – vor allem PV- und Windkraft-Anlagen. Wie viel Energie die neuen Bereitsteller erzeugen, hängt vom Wetter ab. Die Branche verfügt zwar über viel Erfahrung mit fluktuierendem Stromverbrauch und über effiziente Methoden, den Verbrauch recht genau vorherzusagen. Aber die neuen dezentralen Energiebereitsteller führen zu neuen Ungewissheiten – zumal die bisherigen Methoden vor allem für grössere geografische Gebiete anwendbar und lokale Verhältnisse schwieriger zu prognostizieren sind. Eine zusätzliche Herausforderung ist, dass sich die Zahl der Akteure massiv erhöht.

Markt # Energiespeicher # Dezentralisierung

3.1.1. Es braucht mehr Flexibilität



Damit ein Stromnetz stabil betrieben werden kann, müssen Verbrauch und Erzeugung von Strom immer im Gleichgewicht sein bzw. die Netzfrequenz innerhalb enger Grenzen konstant gehalten werden. Um die unvermeidlichen Nachfrageschwankungen in einem Stromnetz auszugleichen, braucht es Regel- bzw. Reserveleistungen, die in einem traditionellen, zentral gespeisten Stromsystem von leicht steuerbaren Kraftwerken (z. B. Speicherkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke) zur Verfügung gestellt werden.

Im zukünftigen Energiesystem wird nicht nur die Nachfrage schwanken, sondern auch die Strombereitstellung, da die Leistung der Windkraft- und Solaranlagen stark von der Tages- und der Jahreszeit sowie vom Wetter abhängt. Während die tages- und jahreszeitlichen Schwankungen relativ gut prognostizierbar sind, sind die Wettereinflüsse mit Ungewissheiten verbunden. Zudem beeinflussen die dezentralen Strombereitsteller auch die Spannungen des Verteilnetzes. Traditionell sind die Verteilnetze so dimensioniert, dass nur Bezüger angeschlossen sind. Dezentrale Bereitsteller werden das Spannungsprofil verändern, es kann zu steigenden Netzspannungen kommen, die zum Beispiel durch das Abschalten von PV-Anlagen oder mithilfe von Regeltransformatoren vermieden werden können. Diese neuen Verhältnisse im Stromnetz rufen nach zusätzlicher Flexibilität.

Heute besteht ein breites Spektrum von Flexibilisierungsmassnahmen im Stromnetz, zum Beispiel¹:

- Stromimporte und -exporte
- Überregionaler Ausgleich über das nationale Stromnetz
- Bedarfsorientierter Betrieb leicht regulierbarer Kraftwerke (z. B. Bioenergieanlagen, Speicherkraftwerke)
- Ausbau dezentraler Speicherkapazitäten (z. B. E-Fahrzeuge, Batteriespeicher, Druckluftspeicher, Power-to-Gas)



- Zu- und Abschalten flexibler Strombezüger (Lastmanagement)
- Zeitweise Abschaltung erneuerbarer Energiebereitsteller (Einspeisemanagement)

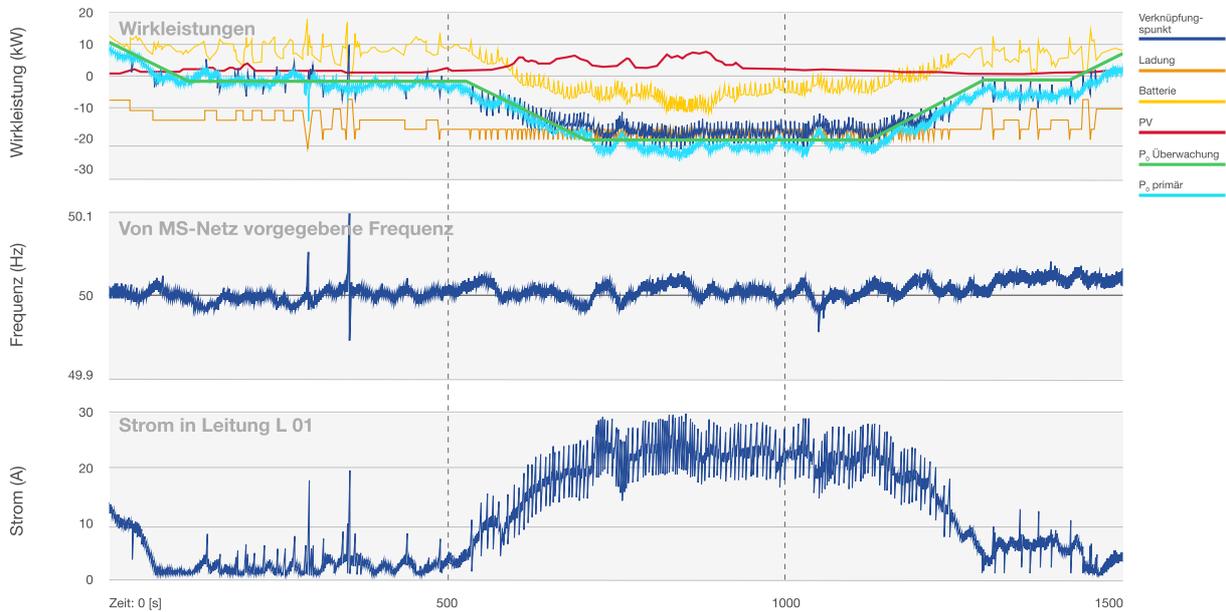
Diese Flexibilisierungsmassnahmen sind nicht gratis zu haben. Das technisch und ökonomisch optimale Massnahmenbündel ist in jedem Einzelfall situationsgerecht zu schnüren.

Anmerkungen und Referenzen

1 Agentur für erneuerbare Energien (2019); Flexibilität für den Strommarkt der Zukunft, Renew's Spezial, Nr. 87, Berlin

Digitalisierung # Versorgungssicherheit # Dezentralisierung

3.1.2. Prototyp eines neuen Leitsystems für Verteilnetze



Das obere Diagramm zeigt Messungen vom Betrieb des EPFL-Microgrids mit dem entwickelten Leitsystem. Die grüne Kurve ist der Sollwert des vereinbarten Leistungsaustauschs mit dem nationalen System (Swissgrid), die hellblaue Kurve (PCC) ist der tatsächliche Austausch. Die Differenz zwischen diesen beiden Kurven ist der Beitrag des Microgrids an die Frequenzregelung: Ist die Frequenz – das mittlere Diagramm – tiefer oder höher als 50 Hz, ändert sich der Austausch, damit die Frequenz stabilisiert wird. Der Transformator zwischen dem Microgrid und dem nationalen Grid ist der Engpass dieses Systems; das ist typisch für Systeme mit vielen PV-Anlagen und Ladestationen für Elektroautos. Das untere Diagramm zeigt, dass das Leitsystem den Austauschstrom unter dem maximalen Wert halten kann. Um dies zu erreichen, wird die Flexibilität der Systemkomponenten ausgenutzt. *Quelle: Bericht Le Boudec, Fig. 2. S. 6, Fig. A*

Wie können Herausforderungen im Zusammenhang mit der Integration von Prosumern und dezentralen Energiespeichern auf der Verteilnetzebene angegangen werden? Antworten dazu liefert das Projekt «Echtzeitsteuerung von Stromflüssen»¹. Ziel des Projekts war, ein neues Leitsystem für die Echtzeitregelung künftiger Verteilnetze und Microgrids² zu entwickeln.

Das vorgeschlagene Leitsystem, das Bezüger, PV, Batterien, Brennstoffzellen, Wärmepumpen und Ladestationen für Elektroautos integriert, basiert auf Software-Agenten. Auf dem Campus der ETH Lausanne wurde ein Prototyp getestet.

Für die Schnittstelle zwischen Energiespeicher und Netz wurde das «Multiport Energy Gateway» (MEG) entwickelt und getestet. Das MEG ist ein neuer leistungselektronischer Konverter, der eine schnelle Regelung der Energieflüsse ermöglicht.



Die wichtigsten Vorteile des neuen Leitsystems gegenüber traditionellen Methoden sind:

- Das System ermöglicht die optimale Regelung von Energiespeichern, Lastmanagement und dezentralen Energiequellen.
- Das System gewährleistet, dass alle Netzbegrenzungen eingehalten werden. Dies ermöglicht, dezentrale Bereitsteller und Ladestationen für Elektroautos ohne Netzverstärkungen massiv auszubauen.
- Ein Verteilnetz mit diesem Leitsystem kann dem Übertragungsnetz Systemdienstleistungen wie Frequenzregelung bieten.

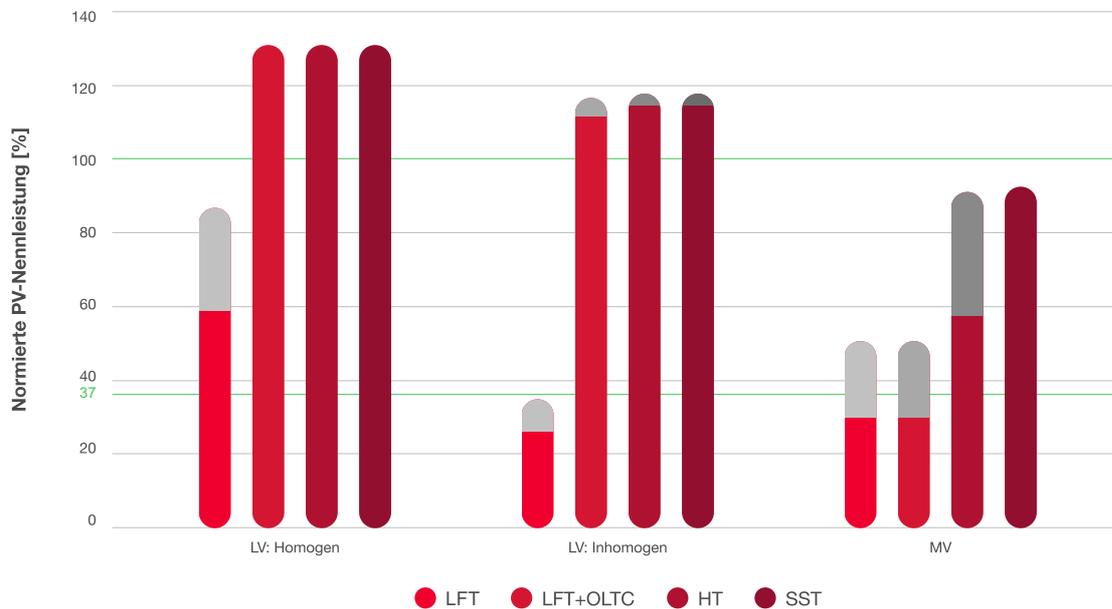
Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «**Echtzeitsteuerung von Stromflüssen**»

2 Ein Microgrid ist ein Netz, das ohne eine elektrische Verbindung mit dem nationalen Netz funktionieren kann. Ein Microgrid kann typischerweise ein Dorf oder ein Wohnviertel sein. Normalerweise ist das Microgrid mit dem nationalen Netz verbunden, aber ein Inselbetrieb ist ebenfalls möglich.

Photovoltaik

3.1.3. Neue Transformatoren zur Regelung der Spannung



Die Kapazität des Mittelspannungsnetzes (MV) ist für diesen Fall bestimmend. 37 Prozent entsprechen dem Szenario der Energiestrategie 2050 und 100 Prozent dem bei PV-Studien oft herbeigezogenen Szenario Swissolar. LFT = Transformator ohne Spannungsregelungsfähigkeit. LFT-OLTC, HT, SST = Transformatoren mit Spannungsregelungsfähigkeit. Grau: Einfluss von Blindleistungskompensation. *Quelle: Projekt «SiC-Festkörpertransformatoren im Stromnetz»*

Das Verbundprojekt «SwiSS' Halbleiterbasierter SiC-Trafo»¹ beschäftigte sich mit neuen Transformatorkonzepten und deren Einfluss auf die Einspeisung von Strom aus PV in das Netz. Vor allem wurde die Bedeutung der Spannungsregelung untersucht. Das Projekt «SiC-Festkörpertransformator»² prüfte verschiedene Transformatortypen auf Netzebene 6 des Verteilnetzes. Ein traditioneller Transformator, der die Spannung nicht regeln kann, wurde mit drei Typen von Transformatoren verglichen, die dies können. Die Ergebnisse sind im unten stehenden Diagramm dargestellt. Es zeigt sich, dass sich die PV-Einspeisung mit den Transformatoren mit Spannungsregelungskapazität – LFT+OLTC, HT und SST – erhöhen lässt.

Interessant ist der Vergleich zwischen dem Microgrid-Projekt «Echtzeitsteuerung von Stromflüssen» der ETH Lausanne^{3 4} und diesem Projekt. Beim EPFL-Microgrid wurde das Engpassproblem mit dem Leitsystem gelöst, während hier eine Hardwarelösung zum Einsatz kam. Welche Lösung besser ist, lässt sich nicht generell sagen, es müssen jeweils viele Faktoren situativ berücksichtigt werden.

Anmerkungen und Referenzen



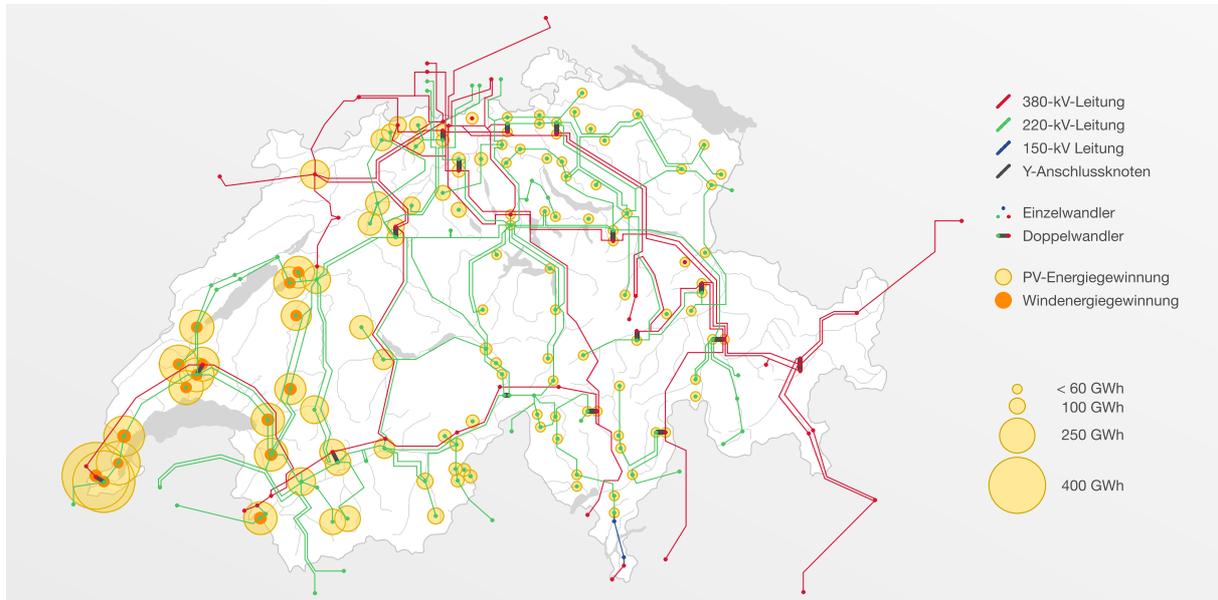
Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

- 1 Projekt «SwiSS' Halbleiterbasierter SiC-Trafo»
- 2 Projekt «SiC-Festkörpertransformator»
- 3 Projekt «Echtzeitsteuerung von Stromflüssen»
- 4 Prototyp eines neuen Leitsystems

Markt

3.1.4. Künftige Energieflüsse bewältigbar machen



Die PV- und Wind-Energieerzeugung für das Szenario «2050 Renewable Support».

Quelle: Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft»

Eine grundsätzliche Frage ist, wie das Schweizer Übertragungsnetz die grossen Herausforderungen von PV und Windenergie bewältigen kann. Das Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft»¹ beschäftigt sich damit. Untersucht wurden:

- topografische und wirtschaftliche Bedingungen für PV und Windenergie in der Schweiz;
- Potenziale von erneuerbarer Energie in Europa durch wetterbasierte Simulationen;
- die Flexibilität des Schweizer Elektrizitätssystems hinsichtlich des Ausgleichs bei erneuerbarer Energie;
- die Zuverlässigkeit des Schweizer Übertragungsnetzes.

Mit einem neuen Simulationsmodell wurden verschiedene Szenarien analysiert. Es ist Teil eines grösseren Modells, das auch Strommärkte abbildet.

Wichtige Schlussfolgerungen sind:

- PV ist in der Schweiz kosteneffizienter als Windkraft.
- Die Flexibilität der heutigen Schweizer Wasserkraft ermöglicht, 19 GW PV und 0,55 GW Windenergie ins Netz zu integrieren, was den Zielen der Energiestrategie 2050 entspricht.
- Mit den geplanten Ausbauten kann das Schweizer Übertragungsnetz die künftigen Energieflüsse bewältigen.



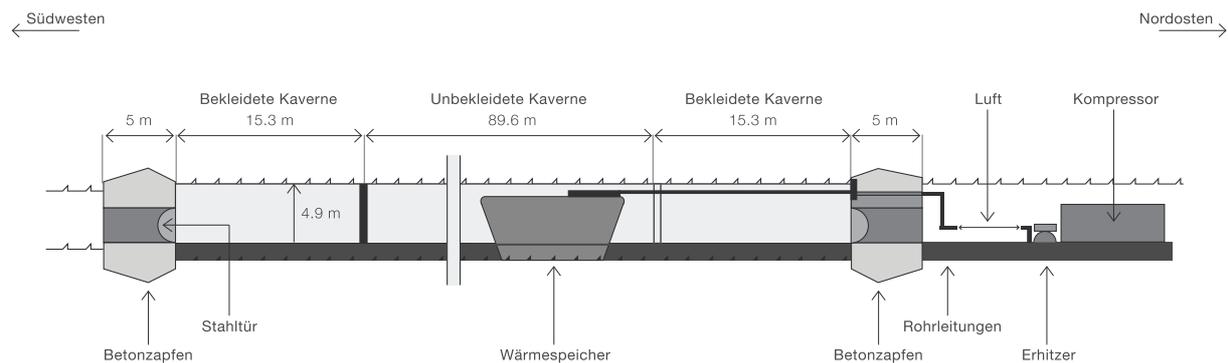
Die Forschenden gingen bei ihren Berechnungen davon aus, dass das Übertragungsnetz gemäss Planung von Swissgrid ausgebaut wird. Ohne diesen Ausbau sind die Aussagen der Studie mit Vorsicht zu geniessen und wäre die Integration von PV und Windenergie nicht gewährleistet; ohne den geplanten Leitungsausbau könnte die Stromversorgung der Schweiz womöglich gefährdet sein.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «[Energieinfrastrukturen der Zukunft](#)»

Batterie # Energiespeicher

3.1.5. Neue Speichertechnologie für den Ausgleich von Tagesschwankungen



Schema Druckluftspeicher. Quelle: Projekt «Optimierung von Druckluftspeichern»

Pumpspeicherkraftwerke werden beim Ausgleich von Schwankungen auch künftig eine wesentliche Rolle spielen, aber deren Ausbaupotenzial ist beschränkt. Neue Speichertechnologien sind deshalb gefragt. Schon heute gibt es in den Stromnetzen Batterien. Diese können klein sein – im kW-Bereich, oft zusammen mit kleinen PV-Anlagen – oder gross, im MW-Bereich zur Netzunterstützung und zur Bereitstellung von Flexibilität. Künftig bieten die Batterien von Elektrofahrzeugen ein weiteres Speicherpotenzial.

Heute sind die meisten Batterien Li-Ion-basiert. Neue Batterietechnologien, die noch nicht kommerziell verfügbar sind, könnten aber besser geeignet sein.

Das Projekt «Neue Materialien für die Batterien der Zukunft»¹ untersuchte die fundamentalen Voraussetzungen für Li-Luft- und Li-Wasser-Batterien und neue Materialien, die bei solchen Batterien zu einer erhöhten Energiedichte führen. Zugleich zeigt das Projekt die theoretischen und praktischen Schwierigkeiten bei der kommerziellen Herstellung dieser Batterien auf. Sollte die Entwicklung Batterietypen zu tieferen Preisen und verbesserten technischen Eigenschaften hervorbringen, ist mit einer noch höheren Verbreitung der Batterien zu rechnen.

Im Rahmen des Projekts «Stromspeicherung über adiabatische Luftkompression»² wurde die Druckluftspeichertechnologie weiterentwickelt – mit dem Ziel, deren Effizienz auf bis zu 75 Prozent zu erhöhen. Ein integrierter thermischer Speicher verhindert, dass die bei der Kompression der Luft erzeugte Wärmeenergie verschwendet wird. Anhand einer Pilotanlage



wurden der neue thermische Speicher und das Gesamtsystem getestet; es wurden Modelle für alle Subsysteme entwickelt und Simulationen für Anlagen mit einer Leistung von 100 MW und einer Kapazität von 500 MWh durchgeführt.

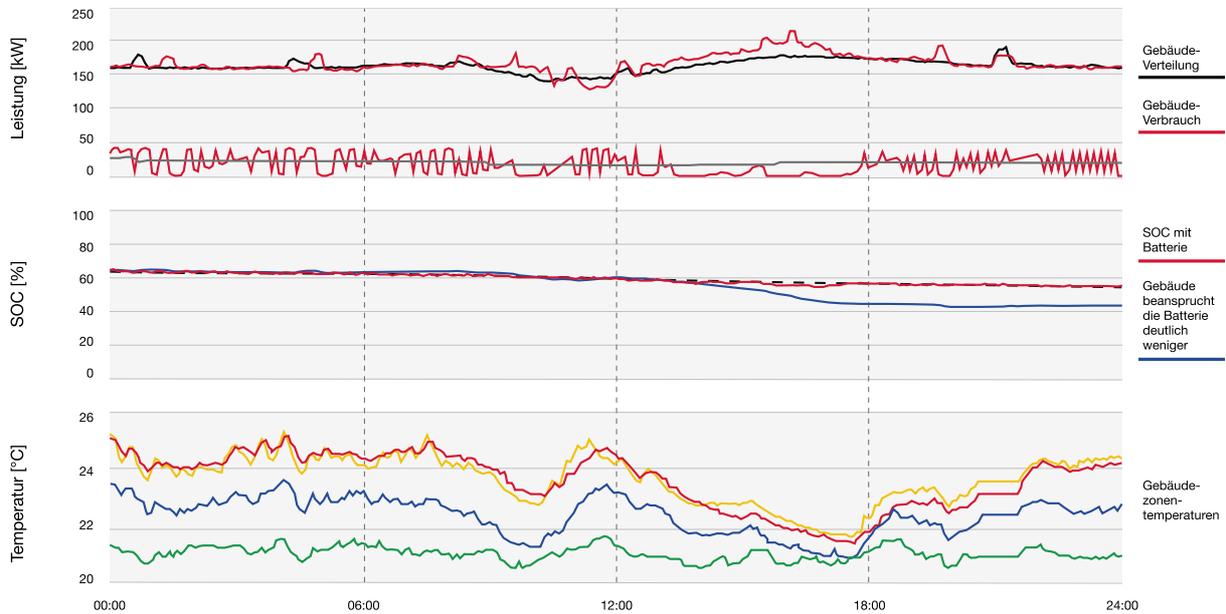
Der Druckluftspeicher ist für die Schweiz besonders interessant, weil der hiesige Untergrund mehrheitlich gute Bedingungen für den Bau von Kavernen aufweist. Er kann eine sinnvolle Alternative für grosse Batterieanlagen und Pumpspeicherkraftwerke sein. Das Projekt zeigte auch auf, dass die Umweltbelastung eines Druckluftspeichers geringer ist als jene eines Pumpspeicherkraftwerks.

Anmerkungen und Referenzen

- 1 Projekt «[Neue Materialien für Druckluftspeicher](#)»
- 2 Projekt «[Stromspeicherung über adiabatische Luftkompression](#)»

Gebäude # Batterie # Energiespeicher

3.1.6. Gebäude als thermische Speicher



Betrieb einer Kombination aus virtuellem Gebäudespeicher und elektrischer Batterie während eines Tages. Diese Kombination reduziert die Anforderungen an die teure elektrische Batterie erheblich. *Quelle: Projekt «Nachfrage und Speicherung in Stromnetzen»*

Die thermische Trägheit eines Gebäudes kann man als virtuellen Speicher betrachten, der sich ins Gesamtsystem integrieren lässt. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass die Zeitkonstanten des elektrischen Systems viel kleiner sind als jene der Gebäude. Ein neues Leitsystem¹ löst dieses Problem – und es sorgt auch dafür, dass die Temperatur des Gebäudes innerhalb der Komfortzone bleibt.

Das Projekt «Nachfrage und Speicherung in Stromnetzen»² entwickelte und testete Methoden für die Nutzung der thermischen Speicherkapazitäten von Gebäuden. Das System wurde an einem Pilotprojekt der ETH Lausanne getestet. Der virtuelle Speicher eines Gebäudes wurde mit einer elektrischen Batterie kombiniert, und mit dem entwickelten Leitsystem wurde das Gesamtspeichersystem so geregelt, dass die schnellen Schwankungen mit der elektrischen Batterie ausgeglichen werden und die langsamen mit dem virtuellen Gebäudespeicher.

Das Gesamtspeichersystem kann die Schwankungen in der PV-Bereitstellung des Testsystems und im Verbrauch so kompensieren, dass sich das Testsystem wie eine deterministische elektrische Last verhält. Mit dem virtuellen Gebäudespeicher lässt sich die erforderliche Batteriekapazität um bis zu 80 Prozent reduzieren.

Anmerkungen und Referenzen



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

- 1 Prototyp eines neuen Leitsystems für Verteilnetze
- 2 Projekt «Nachfrage und Speicherung in Stromnetzen»

Markt # Digitalisierung

3.1.7. Integration von Prosumern und dezentralen Energiespeichern: Handlungsbedarf



Aus den Forschungen des NFP «Energie» zum Thema «Integration von Prosumern und dezentralen Energiespeichern» ergibt sich folgender Handlungsbedarf:

○ **Flexibilität.** Flexibilität wird in der Energieversorgung immer wichtiger. Es braucht Möglichkeiten, Energiebezug und -bereitstellung je nach Systembedarf technisch und durch ökonomische Anreize zu steuern. Beim Stromnetz ist eine ausreichend grosse Flexibilitätsreserve besonders wichtig, denn der Bezug und das Bereitstellen von elektrischer Energie müssen in jedem Moment im Gleichgewicht sein. Das Stromnetz braucht deshalb eine kurzfristige Flexibilität für die täglichen Schwankungen und eine langfristige für die saisonalen. Mit mehr PV und Windkraft im Netz steigt der Bedarf von Flexibilität. Das Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft»¹ zeigt, dass die Wasserkraft der Schweiz die Integration eines erheblichen Anteils an PV und Windkraft ins Netz ermöglicht. Gibt es zusätzliche Quellen von Flexibilität – Batterien, Druckluftspeicher, Laststeuerung usw. –, lässt sich die Wasserkraft besser ausnutzen. Die Flexibilität zu erhöhen, bedeutet in der Regel, dass der Flexibilitätsbereitsteller sein System aus technischer oder ökonomischer Sicht nicht optimal betreiben kann – Flexibilität kostet also.

○ **Digitalisierung.** Das heutige Energieversorgungssystem funktioniert nicht ohne Leit- und Überwachungssysteme. Deren Einführung war eine Voraussetzung für die hohe Effizienz und Zuverlässigkeit der Energieversorgung. Wie Projekte des NFP «Energie» zeigen, lassen sich viele der künftigen Herausforderungen mit neuen Prinzipien und Algorithmen für Regelung und Überwachung bewältigen. Die generellen Entwicklungs- und Forschungsfortschritte bei der ICT werden vermutlich zu neuen Lösungen bei der Energieversorgung führen. Sie betreffen voraussichtlich fast alle Akteure und alle Bereiche des Energiesystems. Aus der zunehmenden Digitalisierung ergeben sich jedoch neue, grosse Herausforderungen:



- Cyber-Risiken müssen im Hinblick auf Versorgungssicherheit bewältigt werden.
- Die Nutzung relevanter Daten für den Netzbetrieb muss sichergestellt bleiben – unter Gewährleistung des Datenschutzes.

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft»

3.2. Versorgungssicherheit

Sollen die neuen Akteure effizient und zuverlässig ins Gesamtenergiesystem integriert werden, braucht es vor allem neue Betriebsprinzipien des Stromnetzes, welche die Eigenschaften der neuen Akteure berücksichtigen. Nur dann bleiben dessen Stabilität und ein optimaler Betrieb gewährleistet. Eine wichtige Voraussetzung für die Versorgungssicherheit ist auch die Einbindung der Schweiz in den europäischen Strommarkt.

3.2.1. Das ausgebaute Übertragungsnetz reicht aus



Jährliche Stromimporte und -exporte der Schweiz und Stromerzeugung pro Land für 2020, 2035 und 2050, Szenario «No Policy» . Quelle: Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft»

Die Energieintegration der Schweiz in Europa findet hauptsächlich über das Strom- und das Gasnetz statt. Um die hiesige Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss das Übertragungsnetz genügend Kapazitäten aufweisen – an den Schnittstellen mit den Nachbarländern, aber auch innerhalb der Schweiz.

Das Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft»¹ entwickelte dazu Modelle und untersuchte die Versorgungssicherheit der Schweiz unter zwei Szenarien.

Das Szenario «No Policy» geht davon aus, dass es keine Richtlinien hinsichtlich der Förderung der erneuerbaren Energien gibt. Resultate:

- 2020 ist der Stromexport und -import während eines Jahres ausgeglichen, mit einem Nettoimport im Winter. 2050 wird die Schweiz grundsätzlich das ganze Jahr über Strom importieren.
- Die Belastung der Leitungen erhöht sich nicht – sie reduziert sich sogar. Aus folgenden Gründen:
 - Die von Swissgrid geplanten neuen Leitungen verbessern die Situation.
 - Ein Ausbau der Stromerzeugung in Italien reduziert den Bedarf von Stromtransit durch die Schweiz.
 -

Der Stromexport und -import wird das Übertragungsnetz also nicht überlasten.

Das Szenario «Renewable Support» geht davon aus, dass die erneuerbaren Energien politisch und wirtschaftlich gefördert werden. Resultate:

- 2050 erzeugen die PV-Anlagen über 11 TWh jährlich. Diese Energie kann nicht vollumfänglich ins Netz eingespeist werden. Wegen Netzbeschränkungen müssen aber nur 8,9 GWh abgeschaltet werden – das sind weniger als 0,1 Prozent der Gesamtproduktion der PV-Anlagen.

Die Leitungen werden bei beiden Szenarien sehr ähnlich belastet. Grund dafür ist, dass die PV-Anlagen in der ganzen Schweiz verteilt sind, mit kleinen Einspeisungen an vielen Orten und einigen grösseren in der Westschweiz.

Schlussfolgerung: Das Übertragungsnetz der Schweiz kann nach dem geplanten Ausbau bei beiden Szenarien die Stromflüsse innerhalb der Schweiz sowie die Export- und Importflüsse bewältigen. Das zeigt auch das Projekt «Risiken der erneuerbaren Stromversorgung»². Allerdings gilt stets: Ohne den geplanten Ausbau des Übertragungsnetzes ist die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet.

Anmerkungen und Referenzen

- 1 Projekt «Energieinfrastrukturen der Zukunft»
- 2 Projekt «Risiken der erneuerbaren Stromversorgung»

Energienetze # Akzeptanz

3.2.2. Hybridleitungen haben viele Vorteile



Heute basieren alle Leitungen in der Schweiz auf dem weltweit dominierenden Wechselstromprinzip. Gleichstrom hat weltweit einen Anteil von einigen Prozenten, wobei dieser Wert steigt. Denn die Gleichstromtechnologie bietet einige bedeutende Vorteile. Gleichstromleitungen sind zum Beispiel kompakter, mit ihnen lässt sich mehr Energie in einer gegebenen Leitungstrasse übertragen. Mit günstiger und effizienter Leistungselektronik ist die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) international markant ausgebaut worden. Ein grosser Vorteil der HGÜ ist, dass man die übertragene Leistung und die Spannung je nach Bedarf steuern kann – bei Wechselstromleitungen ist das nicht möglich.

Tragen Hochspannungsmasten zwei oder mehr Wechselstromleitungen, kann man eine davon in eine Gleichstromleitung umbauen. So entsteht eine sogenannte Hybridleitung mit höherer Gesamtkapazität, bei der sich die technischen Vorteile von Wechselstrom und Gleichstrom gleichermaßen nutzen lassen.

Die Kombination von Wechselstrom und Gleichstrom auf dem gleichen Hochspannungsmast führt aber zu neuen technischen Herausforderungen, zum Beispiel hinsichtlich der Korona-Entladungen – der elektrischen Entladung in die Luft – und des damit verbundenen Lärms. Das Projekt «Hybride Freileitungen in der Schweiz»¹ beschäftigte sich mit diesen Herausforderungen und erarbeitete theoretisch und experimentell Lösungen für Hybridleitungen. Die Untersuchungen wurden in einer Testanlage verifiziert. Die bei Freileitungen inhärenten Akzeptanzprobleme behandelte das Projekt «Akzeptanz erneuerbarer Energie»².

Die Testanlage für Hybridleitungen in Däniken.



Quelle: Projekt «Hybride Freileitungen in der Schweiz»

Das Projekt untersuchte auch Systemaspekte für die Schweiz. Mit einer optimalen Lastflussberechnung (OPF) wurden zwei verschiedene Leitungskorridore geprüft. Wichtige Ergebnisse sind:

- Die Steuerbarkeit der Hybridleitung kann reine Wechselstromleitungen entlasten und deshalb die Kapazität des Netzes erhöhen.
- Die Netze mit 220 kV und 110 kV können ebenfalls entlastet werden. Das bedeutet, dass mehr Kapazität für dezentral erzeugte Energie verfügbar ist.
- Die Betriebskosten können trotz leicht höherer Energieverluste gesenkt werden, da sich lokale Energieerzeuger besser einbinden lassen. In einen Vergleich der Gesamtkosten müssen aber auch die Investitionskosten einbezogen werden.

Anmerkungen und Referenzen

- 1 Projekt «Hybride Freileitungen in der Schweiz»
- 2 Projekt «Akzeptanz erneuerbarer Energie»

Energienetze # Akzeptanz

3.2.3. Erdleitungen werden besser akzeptiert



Bei Stromleitungen stellt sich stets die Frage nach der Akzeptanz. Das Projekt «Akzeptanz erneuerbarer Energie»¹ zeigt, dass die Kommunikation bei neuen Leitungsprojekten entscheidend ist. Negative Informationen im Vorfeld von Leitungsbauten aller Art reduzieren deren Akzeptanz erheblich. Zudem ist es wichtiger, die negativen Auswirkungen – Lärm und visuelle Belastung – zu minimieren, als die technische Leistungsfähigkeit zu maximieren. Wird eine Leitung verkabelt und erdverlegt, ist die Akzeptanz höher, als wenn eine neue Freileitung erstellt wird – aber auch die Kosten sind höher, und es gibt besonders bei längeren Kabeln technische Herausforderungen. Zur Spannungsregelung braucht es zum Beispiel eine Blindleistungskompensation.

Die seit 2017 geltende «Strategie Stromnetze» fordert bei Neu- und Ausbauprojekten aber erdverlegte Leitungen, sofern den Mehrkosten einer Erdleitung im Vergleich zu einer Freileitung ausreichend Vorteile hinsichtlich Umwelt und Gesundheit gegenüberstehen.²

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Akzeptanz erneuerbarer Energie»

2 Ausbau des Stromnetzes

Regulierung # Europa / EU

3.2.4. Versorgungssicherheit: Handlungsbedarf



Aus den Forschungen zum Thema «Versorgungssicherheit» ergibt sich folgender Handlungsbedarf:

- **Netzausbau.** Das Übertragungsnetz muss genügend Kapazitäten aufweisen, um die Energieflüsse gemäss Energiestrategie 2050 bewältigen zu können. Das betrifft sowohl die Verbindungen mit den Nachbarländern als auch die hiesigen Leitungen. Dazu müssen die geplanten Netzausbauten und die erforderlichen Instandsetzungsmassnahmen rechtzeitig erfolgen. Zudem müssen die Pläne für den Ausbau des Netzes fortlaufend aktualisiert werden, um neuen Entwicklungen Rechnungen zu tragen. Neue Technologien wie Hybridleitungen können wichtige Vorteile bieten.
- **Regulierung und Integration.** Neben technischen Aspekten sind auch regulatorische und politische bedeutsam. Die Synthese «Marktbedingungen und Regulierung»¹ behandelt dieses Thema ausführlich. Auch die Ergänzungsstudien «Die Schweiz und die EU-Energiepolitik»² und «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»³ gingen der Frage nach, wie sich die Integration des Schweizer Energiesystems in das europäische heute gestaltet und wie sich diese Einbindung entwickeln wird.

Anmerkungen und Referenzen

- 1 Synthese «Marktbedingungen und Regulierung»
- 2 Projekt «Die Schweiz und die EU-Energiepolitik»
- 3 Projekt «Europäisierung des Schweizer Energiesystems»



3.3. Energie als Gesamtsystem

Die dezentrale Energiebereitstellung aus PV- und Wind-Anlagen führt wegen der täglichen und der saisonalen Schwankungen zu vielfältigen Herausforderungen hinsichtlich der Stabilität des Stromversorgungssystems. Eine vielversprechende Lösung bieten dezentrale Multi-Energie-Systeme. Diese nutzen das Zusammenspiel verschiedener Energieträger wie Strom, Wärme, Erdgas oder Wasserstoff und kombinieren erneuerbare und konventionelle Energiequellen, Umwandlungstechnologien sowie Speichertechnologien.

Sektorkopplung

3.3.1. Sektorkopplung als zentraler Erfolgsfaktor



Bis anhin wurde das Energiesystem stark fragmentiert geplant, entwickelt und betrieben: Die einzelnen Energieträger Strom, Gas und Wärme hatten eigene Organisationen, Finanzierungsmodelle und Gesetze. Auch die Energiebezüger wie die Haushalte, die produzierende Wirtschaft und die Dienstleister sowie die Verkehrs- und Transportunternehmen fristeten ein weitgehend isoliertes Dasein, zum Teil betrieben sie sogar ihre eigene Energieversorgung. Es ist deshalb nicht verwunderlich, dass in der Vergangenheit weder gemeinsame Entwicklungsprojekte aufgelegt noch Synergien genutzt wurden.

Das zukünftige Energiesystem muss dieses Kästchendenken überwinden, denn die Ziele der Energiestrategie 2050 sind nur zu erreichen, wenn alle Akteure zusammenspannen und am selben Strick ziehen. Die Stossrichtung lautet Netzkonvergenz und Sektorkopplung. Der Begriff Netzkonvergenz stammt aus der Kommunikationsbranche und meint die frühzeitige Abstimmung verschiedener Netze, z. B. des Gas- und des Fernwärmenetzes, was zu schlanken und wirtschaftlichen Netzen führt, wo jeder Energieträger seine Stärken optimal ausspielt. Oberstes Ziel ist die Sektorkopplung, bei der verschiedene Energieträger und Energiebezüger (d. h. Sektoren) zusammengeschlossen werden, z. B. die Strom- und Wärmeproduzenten beim Wohnen und Arbeiten mit dem motorisierten Individualverkehr (E-Fahrzeuge) und der Energiespeicherung. Bei einem solchen Konstrukt könnten Power-to-Gas-Lösungen und Bioenergieanlagen eine zentrale Bedeutung erhalten.

Die Fachwelt ist sich einig, dass die Ziele der Energiestrategie 2050 ohne weitreichende Sektorkopplung nicht erreicht werden, denn davon werden substantielle Beiträge an



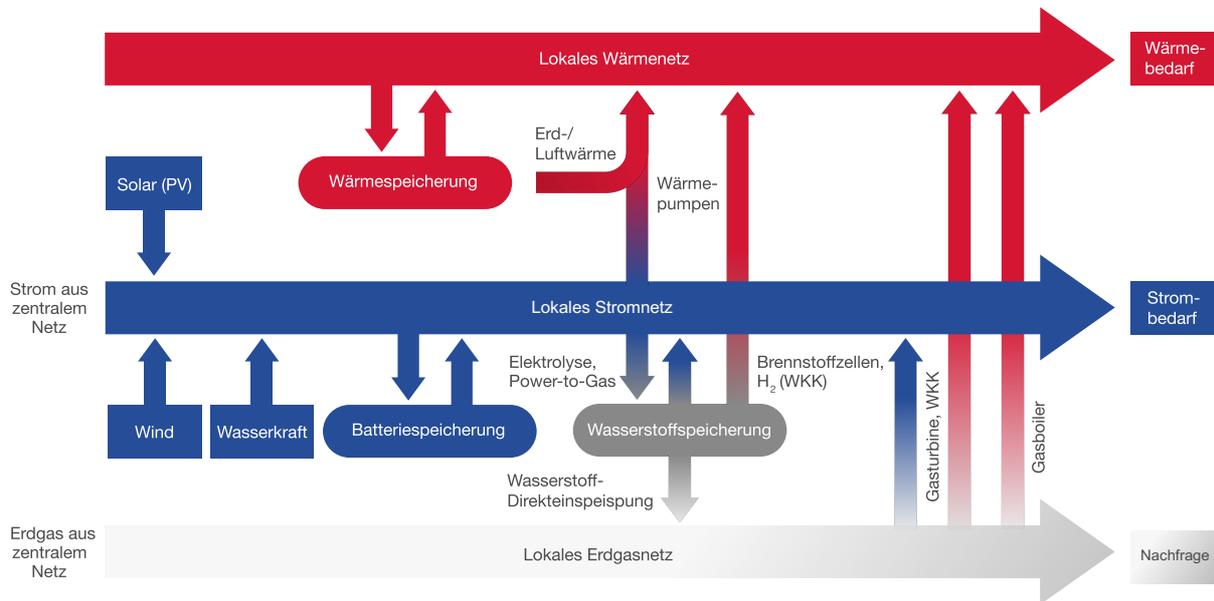
Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit des zukünftigen Energiesystems erwartet, sofern die Energiebezüger intelligent angesteuert werden. Im Rahmen des NFP «Energie» wurde den dezentralen Multi-Energie-Systemen als ein besonders attraktiver Fall von Sektorkopplung viel Aufmerksamkeit geschenkt.

Sektorkopplung # Dezentralisierung

3.3.2. Dezentrale Multi-Energie-Systeme (DMES)



Schematische Darstellung eines DMES. Quelle: Projekt «Dezentrale Energiesysteme»

Die dezentrale Energiebereitstellung aus PV- und Wind-Anlagen führt wegen der täglichen und der saisonalen Schwankungen zu vielfältigen Herausforderungen hinsichtlich der Stabilität des Stromversorgungssystems. Eine vielversprechende Lösung bieten dezentrale Multi-Energie-Systeme, eine besonders aussichtsreiche Form der Sektorkopplung.^{1 2} Diese nutzen das Zusammenspiel verschiedener Energieträger wie Strom, Wärme, Erdgas oder Wasserstoff und kombinieren erneuerbare und konventionelle Energiequellen, Umwandlungstechnologien sowie Speichertechnologien.

Will man das ganze Energiesystem bezüglich verschiedener Kriterien wie Effizienz, Flexibilität, Kosten oder Emissionen optimieren, müssen die wichtigsten Energieträger berücksichtigt werden: Strom, Gas und Wärme. Um die Wechselwirkungen zwischen diesen Energieträgern und damit zwischen den lokalen Strom-, Gas- und Wärmenetzen zu modellieren, wurde das Konzept des dezentralen Multi-Energie-Systems (DMES) – des sogenannten Energy Hub – entwickelt.

Ein DMES kann zum Beispiel eine Siedlung, ein Quartier, ein grösseres Spital oder eine Industrieanlage sein. DMES lassen sich miteinander verbinden, sodass sich auch ein System von DMES untersuchen lässt.

Anmerkungen und Referenzen

- 1 Synthese «Gebäude und Siedlungen»
- 2 Projekt «Nachhaltige dezentrale Stromerzeugung»

Dezentralisierung

3.3.3. Analyse von dezentralen Multi-Energie-Systemen an zwei Standorten



Das Projekt «Dezentrale Energiesysteme»¹ entwickelte eine umfassende und integrierende Methode für das Design, den Betrieb, die Regelung und die Evaluation dezentraler Multi-Energie-Systeme (DMES) in bestmöglicher Weise. Die Methode wurde genutzt, um optimale DMES an zwei Standorten zu untersuchen: im Dorf Zernez (GR) und im Stadtzürcher Quartier Altstetten (ZH). Es wurden optimale Technologieportfolios und Regelungsstrategien entwickelt, um den Strom- und den Wärmebedarf bei möglichst geringen Betriebskosten und CO₂-Emissionen sicherzustellen, und man prüfte verschiedene Szenarien hinsichtlich des Einsatzes erneuerbarer Energien.

Die wichtigsten Ergebnisse lauten²:

- Um realistische und praktische Aussagen über optimale Technologieportfolios zu machen, braucht es bessere und genauere mathematische Modelle für Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung-Geräte (mCHP), Brennstoffzellen und Power-to-Gas. Solche Modelle wurden im Projekt entwickelt.
- Robuste und verteilte Regelalgorithmen sind wesentlich für einen zuverlässigen Betrieb und die Kundenzufriedenheit.
- Die entscheidenden Parameter für die Optimierung des Technologieportfolios und von Regelalgorithmen sind Verfügbarkeit und Art von erneuerbaren Energiequellen sowie die Bedürfnisse der Verbraucher. Jedes DMES muss individuell konzipiert werden.

Gebäudepark und Solarstrahlung bei den Fallbeispielen Zernez und Zürich Altstetten.



Quelle: Projekt «Dezentrale Energiesysteme»

Anmerkungen und Referenzen

- 1 Projekt «Dezentrale Energiesysteme»
- 2 Synthese «Gebäude und Siedlungen»

Batterie # CO₂ / Treibhausgase

3.3.4. Kombination von Kurz- und Langzeitspeichern

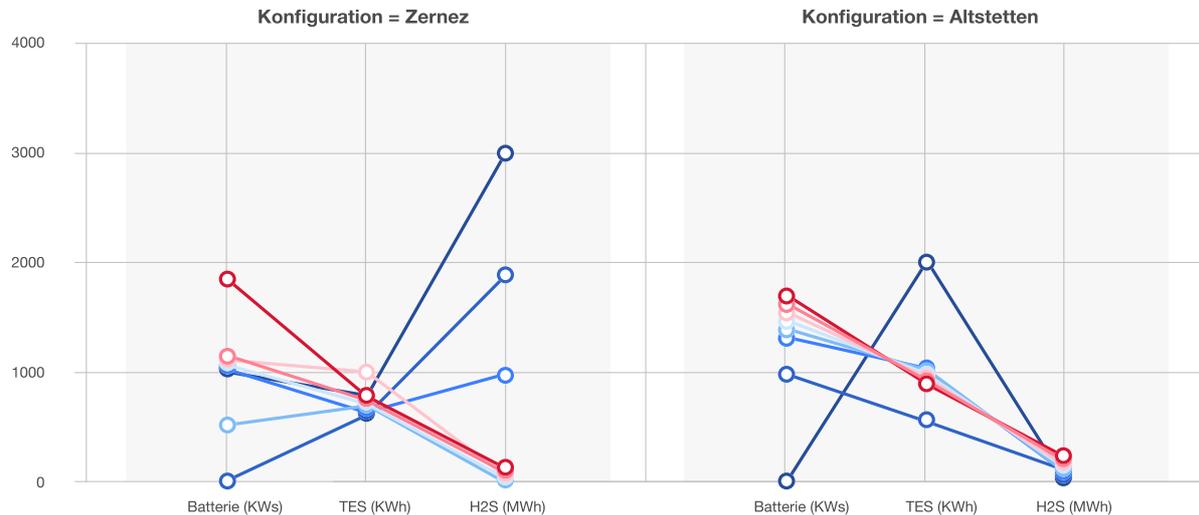


Abbildung 5. Umfang der untersuchten Speichertechnologien (Batterie, thermische Warmwasserspeicherung, H₂-Speicherung) für Zernez (links) und Altstetten (rechts) für eine Mehrzieloptimierung, welche die jährlichen Gesamtkosten (Rottöne) und die CO₂-Emissionen (Blautöne) minimiert.

Speicherkombinationen für die Fallbeispiele Zernez und Zürich Altstetten. *Quelle:*
Projekt «Nachhaltige dezentrale Stromerzeugung»

Wie lassen sich in einem DMES Kurz- und Langzeitspeicher optimal kombinieren? Mit dieser Frage beschäftigte sich das Projekt «Nachhaltige dezentrale Stromerzeugung»¹. Die Untersuchung zeigte, dass saisonale Speicher wie Power-to-Gas (P2G) wirkungsvoll sind, wenn im betrachteten System viele dezentrale erneuerbare Energiequellen vorhanden sind. Zudem können diese Speicher stark zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen. Im Diagramm sind die Grössen verschiedener Speichertechnologien eingetragen – Batterien, thermischer Speicher (TES) und Wasserstoffspeicher (H₂S). Das linke Diagramm zeigt die Situation für Zernez, das rechte jene für Altstetten.

Wie Kurz- und Langzeitspeicher optimal kombiniert werden können, hängt von den Zielen der Optimierung ab. Eine Kostenoptimierung führt zu einer Speicherkombination, die mit der roten Kurve visualisiert ist. Eine Minimierung der CO₂-Emissionen führt zur Kombination der dunkelblauen Kurve. Optimierungsszenarien, die zwischen diesen beiden Extremen liegen, sind mit den Kurven in den weiteren Blautönen dargestellt.

Die für die jeweiligen Optimierungsszenarien entwickelten Speicherkombinationen sind also systemabhängig. Sind erneuerbare Energiequellen in ausreichendem Mass vorhanden – wie in Zernez –, fallen die optimalen Speicherkombinationen pro Szenario deutlich anders aus als bei Standorten wie Altstetten mit einem vergleichsweise geringen Potenzial für erneuerbare Energien. Die Ergebnisse, welche die Abbildung zeigt, gelten für Zernez und Altstetten. In anderen Systemen werden andere Kombinationen optimal sein. Aber die im Projekt entwickelte Methodik ist generell und lässt sich für beliebige Systeme nutzen.



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «**Nachhaltige dezentrale Stromerzeugung**»

Sektorkopplung # Digitalisierung # Dezentralisierung

3.3.5. Energie als Gesamtsystem: Handlungsbedarf



Aus den Forschungen zum Thema «Energie als Gesamtsystem» ergibt sich folgender Handlungsbedarf:

- **Verteilnetze und Übertragungsnetz:** Bislang waren die Verteilnetze mehr oder weniger statisch, mit täglichen und saisonalen Schwankungen des Energieverbrauchs. Mit den dezentralen Energiebereitstellern wie PV, lokalen Energiespeichern und lokalen Leitsystemen ändert sich die Situation radikal: Das Verteilnetz wird aktiv und steuerbar. Swissgrid kann als Betreiber des Übertragungsnetzes die Steuerbarkeit der Verteilnetze ausnützen, um den Betrieb seines Netzes bezüglich Effizienz, Versorgungssicherheit, Stabilität usw. zu optimieren. Dazu sind mehr Messungen im Netz und eine verstärkte Kommunikation zwischen den Akteuren nötig. Die dafür nötige ICT wird immer günstiger und leistungsfähiger.
- **Sektorkopplung:** Verschiedene Energieträger sind für unterschiedliche Zwecke geeignet, deshalb wurden die Energieträger traditionell separat betrachtet. Das brachte in technischer oder ökonomischer Hinsicht bislang keinen grossen Verlust mit sich, aber neue Technologien wie etwa die Brennstoffzellen führen zu einer stärkeren Kopplung der Energieträger – und machen die Integration der Energieträger, zum Beispiel in einem dezentralen Multi-Energie-System (DMES), sinnvoll.



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

4. Acht Schritte in die Energiezukunft

Der Weg der Energie von den Energiebereitstellern zu den -bezügern führt in den allermeisten Fällen über Energienetze. Veränderungen dieser Netze betreffen ein breites Spektrum von Anspruchsgruppen: Privathaushalte und Betriebe, Energiebereitsteller und -verteiler, öffentliche Verwaltung und Politik.

Die folgenden Empfehlungen richten sich jedoch nur an jene Anspruchsgruppen, die einen direkten Einfluss auf die künftige Gestaltung der Energienetze haben, namentlich an:

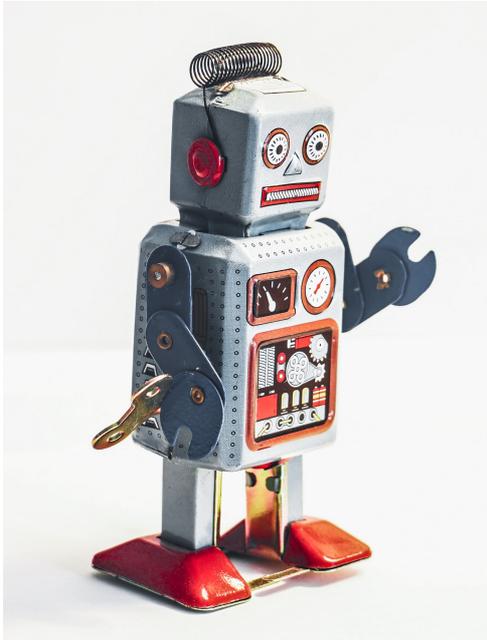
- Privathaushalte und Betriebe als Energiebezügler
- Energieversorger, unterteilt in Energiebereitsteller und Energieverteiler
- Politik (Bund, Kantone, Gemeinden)

Zudem werden in erster Linie Empfehlungen formuliert, die sich aus den Forschungen des NFP «Energie» ableiten lassen und die im Hinblick auf die Transformation des Energiesystems relevant sind.



Digitalisierung # Haushalte # Betriebe

4.1. Prozesse, Anlagen und Geräte flexibilisieren!



Im Stromnetz ist Stabilität essenziell. Wird mehr Energie aus den volatilen neuen erneuerbaren Energiequellen eingespeist, braucht es als Gegengewicht mehr Flexibilität, etwa in Form von Speichermöglichkeiten.

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass neue erneuerbare Energiequellen wie PV und Windkraft ins Energiesystem integriert werden. Eine Voraussetzung dafür ist mehr Flexibilität – nur sie kann Netzstabilität gewährleisten. Flexibilitätsquellen gibt es seitens der Energiebereitsteller und der Energiebezüger. Diese Quellen sollen kosteneffizient und technologieneutral genutzt werden können. Dazu leistet Digitalisierung einen wichtigen Beitrag, z. B. im Bereich Internet of Things oder Smart Meters.

Die Flexibilität der Energiebezüger lässt sich mittels Laststeuerung erreichen – etwa bezüglich Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Ohne deren Flexibilisierung würden beträchtliche Netzausbauten im Verteilnetz nötig. Bei der Beschaffung von Produktionsanlagen (Betriebe), von Haushalt-, KIT- und anderen Geräten (Haushalte und Betriebe) sowie bei der Einführung von Betriebsprozessen muss deshalb darauf geachtet werden, dass diese entweder selbst für einen flexiblen Energiebezug ausgelegt sind oder über eine intelligente Steuerung einem flexiblen Betrieb unterworfen werden können.

Investition # Energieversorger

4.2. Die Synergien verschiedener Energieträger nutzen!



Die verschiedenen Energienetze dürfen nicht länger einzeln betrachtet werden – sie sind Teil eines Gesamtsystems, das vielfältige Synergien bietet.

Strom-, Gas- und Wärmenetzbetreiber klären ab, welche Vor- und Nachteile sich aus der Gesamtoptimierung aller Energienetze auf der regionalen Ebene ergeben. Es gilt, die Synergien der Sektorkopplung konsequent zu nutzen. Die Projekte des NFP «Energie» zeigen, dass die integrale Gesamtbetrachtung des Energiesystems für die Energienetze vorteilhaft ist. Um das Energiesystem in seiner Gesamtheit optimieren zu können, muss das Gärtchendenken der einzelnen Energieträger und -bezüger aufgebrochen und durch eine Gesamtstrategie ersetzt werden. Ebenso müssen bestehende netzspezifische Regulierungen integral überdacht werden.

Digitalisierung # Energieversorger

4.3. Digitalisierung rasch vorantreiben!



Um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen, müssen die Potenziale der Digitalisierung ausgeschöpft werden.

Die Digitalisierung ist eine Bedingung für eine kosteneffiziente und marktbasierete Einbindung von dezentralen Energiebereitstellern sowie für einen effizienten Netzbetrieb inklusive Speicherung.

Besonders in den Verteilnetzen kann die Einführung neuer Leitsysteme die Einbindung der vielen dezentralen Energiequellen verbessern und die Flexibilität steigern. Laststeuerung beim Energiebezüger soll eine wichtige Funktion dieser Systeme für ein stabiles Netz sein. Die dazu notwendigen Technologien und Verfahren basieren auf grossen Datenmengen, komplizierten Algorithmen und Maschinenlernen – auf Digitalisierung. Ohne diese bislang nur zum Teil vertrauten Hilfsmittel lässt sich das immer komplexer werdende Energiesystem nicht steuern – und damit auch nicht beherrschen.

Digitalisierung # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.4. Digitalisierung sicher einsetzen!



Die Digitalisierung unseres Energiesystems birgt Risiken, die rechtzeitig erkannt und wirkungsvoll beherrscht werden müssen.

Die Risiken der Digitalisierung betreffen alle Akteure. Sie verunsichern viele von ihnen und können die Umsetzung der Energiestrategie 2050 behindern. Dabei stehen folgende Gefahren im Vordergrund:

- Risiken von Cyber-Attacken, welche die Versorgungssicherheit massiv bedrohen;
- Risiken für die Privatsphäre und die persönliche Freiheit wegen unzureichenden Datenschutzes. Den Energieverteilern kommt im Hinblick auf die Transformation des Energiesystems die grosse Verantwortung zu, Ängste und Verunsicherungen der Energiebezüger ernst zu nehmen und wirkungsvolle, vertrauensbildende Massnahmen zur Beherrschung der Gefahren und zur Gewährleistung des Datenschutzes umzusetzen.

Markt # Investition # Energieversorger

4.5. Flexibilität schaffen und verkaufen!



Flexibilität ist, gerade im Stromnetz, eine wertvolle Ressource – und muss zu Marktpreisen entschädigt werden.

Je grösser die Zahl der Energiebereitsteller mit schwankender Einspeiseleistung ist, desto höher wird der Bedarf an Flexibilität. Es stellt sich die Frage, wie Flexibilität künftig geschaffen, gehandelt und abgegolten werden soll – zum Beispiel analog zu den heutigen Bestimmungen hinsichtlich des Bereitstellens von Frequenzregelung. Die Kopplung von Energiesystemen eröffnet ein grosses Flexibilitätspotenzial. Energiespeicher können die Flexibilität zusätzlich erhöhen. Energiebereitsteller legen bei der Planung neuer und beim Umbau bestehender Anlagen besonderes Gewicht auf das Schaffen zusätzlicher Flexibilität. Sie entwickeln neue Geschäftsmodelle, um Flexibilität als Dienstleistung anbieten zu können.

Regulierung # Digitalisierung # Investition # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.6. Rahmenbedingungen mit Spielraum schaffen!

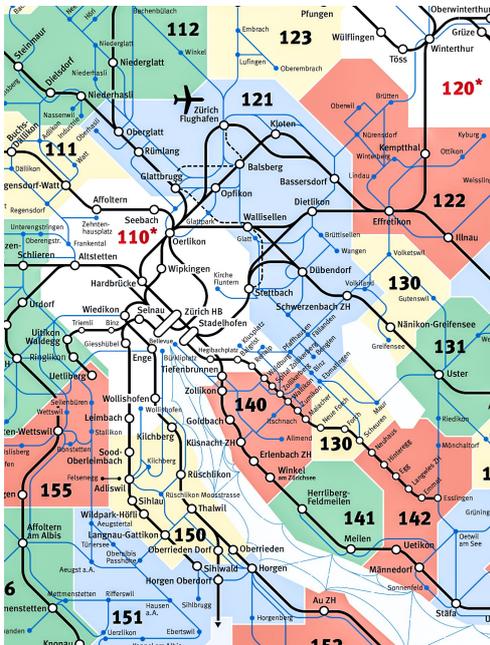


Das Energiesystem benötigt stabile Rahmenbedingungen – aber auch Spielraum.

Die schweizerischen Regulierungen bilden, zusammen mit den Modalitäten des europäischen Energiesystems und den wirtschaftlichen und finanziellen Gegebenheiten, die Rahmenbedingungen für die Entwicklung des Energiesystems. Sie definieren den technischen und den ökonomischen Spielraum aller Akteure und können je nach Ausprägung förderlich oder hinderlich sein. Die Politik muss stabile Rahmenbedingungen mit genügend Spielraum schaffen. Die Rahmenbedingungen müssen stabil sein, weil Investitionen in die physischen Infrastrukturen des Energiesystems einen Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten haben. Und sie brauchen Spielraum, weil die Technologie sich rasch entwickelt, die Digitalisierung weitere Innovationen ermöglicht und sich auch wirtschaftliche Gegebenheiten wandeln.

Tarif # Investition # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.7. Effektive Tarife und Gebühren schaffen!



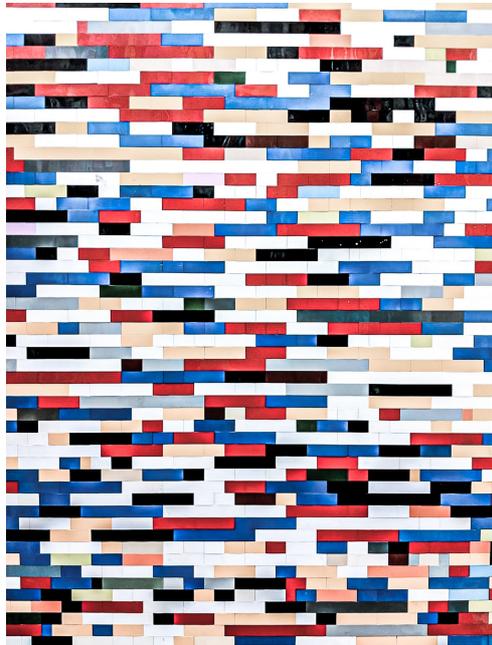
Quelle: Zürcher Verkehrsverbund ZVV

Mit dynamischen Tarifmodellen lassen sich Flexibilität und Verursachergerechtigkeit fördern.

Flexibilität ist nicht nur für die technische Seite der Energienetze von zentraler Wichtigkeit. Gebühren und Tarife müssen ebenso flexibel gestaltet werden, um Entwicklungen nicht zu behindern. Die Netztarife und -gebühren werden so ausgestaltet, dass räumliche und zeitliche Flexibilität ausreichend vorhanden ist und diese wirtschaftlich korrekt abgegolten wird. Gleichzeitig müssen Fairness, Verursachergerechtigkeit und Umweltauswirkung berücksichtigt und gegeneinander abgewogen werden. Dazu ist eine Modernisierung der Tarife, der Datenverfügbarkeit und der Abrechnungssysteme nötig.

Regulierung # Investition # Europa / EU # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

4.8. Integration in das europäische Energiesystem vorantreiben!



Die Schweiz ist in Energiefragen keine Insel, sondern mit Europa verbunden. Die Einbindung der Schweiz in Europa muss deshalb rasch geklärt werden.

Gerade mit Bezug auf das Energiesystem ist die Schweiz stark von den Entwicklungen in Gesamteuropa abhängig. Es gilt, diese möglichst aktiv mitzugestalten. Insbesondere der grenzüberschreitende Handel mit Strom ist von zentraler Bedeutung für die Netzstabilität und die langfristige Versorgungssicherheit. Dazu ist ein Stromabkommen mit Europa eine zwingende Voraussetzung.