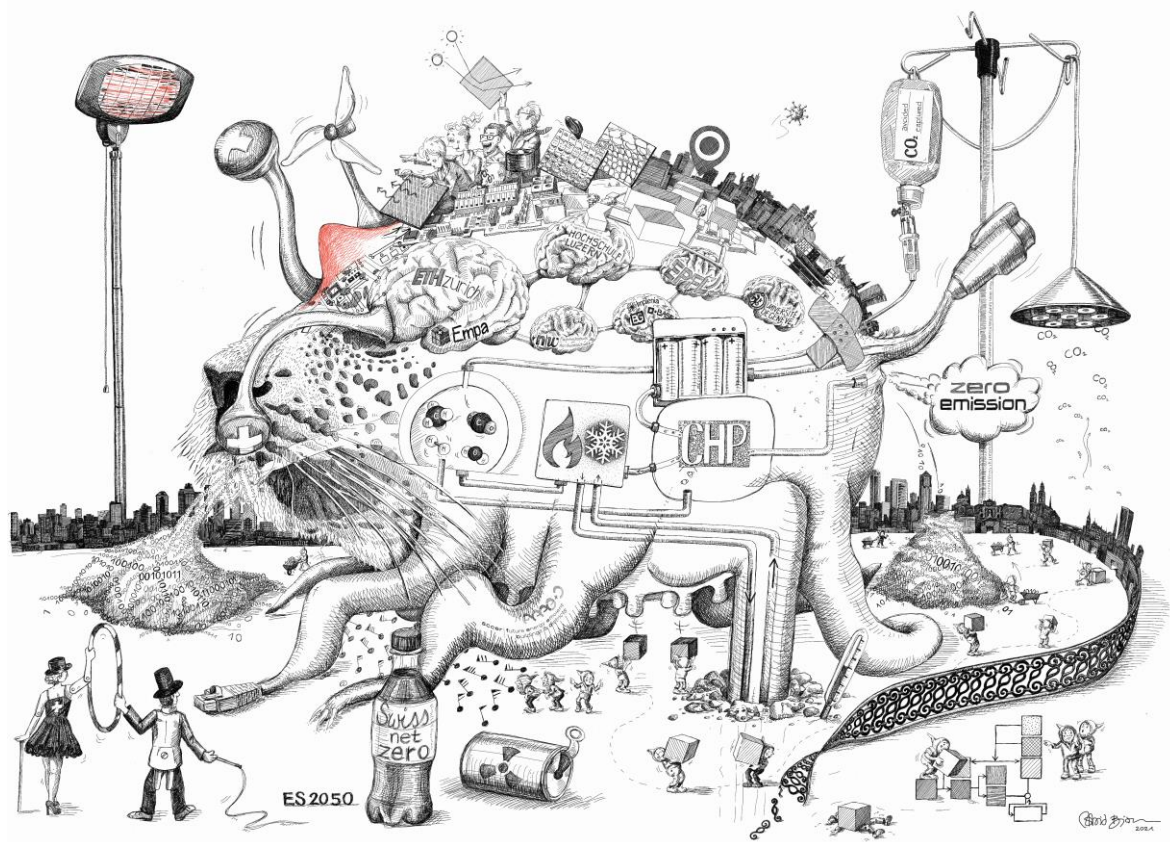


Bericht

Horw, 5. August 2021
Seite 1/61

Handbuch zur Entwicklung Erneuerbarer Dezentraler Energiesysteme



Impressum

Auftraggeber

Innosuisse
– Schweizerische Agentur für Innovationsförderung
Einsteinstrasse 2
3003 Bern

Task 2.3.3. «Guidelines»

Hochschule Luzern
Prof. Stefan Mennel
Technikumstrasse 21
6048 Horw

Redaktionsteam

Prof. Stefan Mennel
Prof. Matthias Sulzer
Prof. Urs-Peter Menti

HSLU
Empa
HSLU

Autorenliste

Vorwort

Dr. Walter Steinmann

Direktor BFE
(2001–2016)

Kapitel 1

Prof. Stefan Mennel
Co-Referat Prof. Matthias Sulzer

HSLU
Empa

Kapitel 2

Prof. Stefan Mennel
Co-Referat Prof. Matthias Sulzer

HSLU
Empa

Kapitel 3.1

Dr. Selin Yilmaz
Co-Referat: Prof. Dr. Martin Patel

UNI Genf
UNI Genf

Kapitel 3.2

Dr. Jonathan Chambers
Prof. Dr. Martin Patel

UNI Genf
UNI Genf

Kapitel 3.3

Dr. Christof Knoeri

ETH Sustec

Kapitel 4.1

Prof. Stefan Mennel
Co-Referat: Dr. Oliver Thees
Co-Referat: Matthias Erni

HSLU
WSL (BIOSWEET)
WSL (BIOSWEET)

Kapitel 4.2–4.4

Alina Walch
Fabian Guignard
Dr. Federico Amato
Dr. Roberto Castello
Co-Referat: Prof. Dr. J.-L. Scartezzini

EPFL (LESO-PB)
UNI Lausanne
UNI Lausanne
EPFL (LESO-PB)
EPFL (LESO-PB)

Kapitel 4.5

Prof. Stefan Mennel
Co-Referat: Dr. Martin Schmid

HSLU
Eawag

Kapitel 4.6

Andreas Rubin
Dominik Strebel
Co-Referat: Prof. Dr. Jan Carmeliet

ETHZ (CBP)
ETHZ (CBP)
ETHZ (CBP)

Kapitel 4.7

Prof. Stefan Mennel
Co-Referat: Prof Dr. Beat Wellig

HSLU
HSLU (EIP)

Kapitel 5.1

Dr. Andrew Bollinger
Co-Referat: Dr. Kristina Orehounig

Empa
Empa

Kapitel 5.2

Philipp Heer

Empa

Kapitel 5.3

Prof. Stefan Mennel

HSLU

| | | |
|-------------|--|--------------------|
| Kapitel 6.1 | Dr. Tobias Sommer | HSLU |
| Kapitel 6.2 | Prof. Stefan Mennel | HSLU |
| Kapitel 6.3 | Georgios Sarantakos | EPFL (FURIES) |
| Kapitel 6.4 | Prof. Stefan Mennel Co-Referat: Dr. Matthias Berger | HSLU HSLU (HaE) |
| Kapitel 7.1 | Dr. Johannes Meuer | ETH Sustec |
| Kapitel 7.2 | Dr. Benjamin Rohrbach | HSLU |
| Kapitel 7.3 | Prof. Dr. Sabine Sulzer Worlitschek | HSLU |

| | |
|-------------------|--|
| Innosuisse | Vertragsnummer 1155002539 |
| SAP-Nr. | 1121679-01 |
| Dateiname | 20210805_SCCER-FEEBD_Guidelines-RDES_Final_v1-1.docx |

| | |
|------------------|--|
| Titelbild | SCCER FEEB&D als die eierlegende Wollmilchsau: Dr. Astrid Bjørnsen, WSL |
| Bilder | Bei allen Bildern wird auf die Quelle verwiesen, wenn sie nicht für diesen Bericht erstellt wurden. Es wurden keine weiteren Copyright-Abklärungen getroffen! Es müssen entsprechende Einverständnis-Vereinbarungen vor einer öffentlichen Publikation eingeholt werden. |

| | |
|-------------|---|
| Dank | <p>Zum Gelingen dieses Berichtes haben zahlreiche Personen und Institutionen beigetragen. Das Redaktionsteam bedankt sich insbesondere für Beiträge aus anderen SCCER und die gute Zusammenarbeit mit den Autor*innen.</p> <p>Dieses Forschungsprojekt wurde von der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung, Innosuisse, finanziell unterstützt und ist Teil des Schweizer Kompetenzzentrums für Energieforschung SCCER FEEB&D.</p> |
|-------------|---|



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

**Innosuisse – Schweizerische Agentur
für Innovationsförderung**

Horw, 5. August 2021
Seite 4 / 61

Vorwort: Wie schaffen Städte den Umstieg in die neue Energiewelt?

Bundesrätin Simonetta Sommaruga lud zu Beginn des Jahrs 2021 einige für Energiefragen zuständige Stadträtinnen und Stadträte zu sich, um mit ihnen die zukünftige kommunale Wärmeversorgung mit Blick auf das Ziel von Netto-Null im Jahre 2050 zu besprechen. Den Reigen der Präsentationen eröffnete der Vertreter einer Ostschweizer Stadt, der klarmachte, dass sie die bestehende Gasversorgung voll und ganz auf Biogas umstellen würde. Als zweiter meldete sich der Repräsentant einer Stadt am Genfersee, welche bis 2050 ebenfalls völlig auf Biogas umsteigen will.

Biogaspotential Schweiz arg beschränkt

Dumm nur, dass mit dem von diesen beiden Städten angemeldeten Bedarf die einheimische Biogasproduktion bereits konsumiert war und für die anderen eingeladenen Städte mit der Lösung „Biogas aus schweizerischer Produktion“ nicht mehr punkten konnten. Nur am Rande sei erwähnt, dass heute ein Grossteil der Biomasse zu grünem Strom umgewandelt wird, weil sich dies dank der KEV-Einspeisevergütung für die beteiligten über 150 Landwirte besser rechnet als die Produktion von Biogas. Man muss auch davon ausgehen, dass längerfristig das sehr beschränkt vorhandene Biogaspotential primär für die versorgungskritische Verstromung während der Wintermonate sowie die Befeuerung von Hochtemperaturöfen in der Industrie zum Einsatz kommen wird und kaum mehr für das Heizen von Gebäuden mit Gasfeuerungen.

Spätestens jetzt sollte es den für Energie und meist auch für Planung und Bau zuständigen Stadträtinnen und Stadträten dämmern: Das Erreichen der Netto-Null-Ziele auf der Ebene Stadt dürfte kein leichter Spaziergang werden. Eine aktuelle Wegleitung dafür findet sich im Weissbuch des SCCER «Future Energy Efficient Buildings & Districts». In diesem Schweizer Kompetenzzentrum für Energieforschung wurde von 2013 bis Ende 2020 unter Leitung der Empa an der kommunalen Energiezukunft geforscht.

Mehr erneuerbare Energien im städtischen Raum

Die Forscherinnen und Forscher schlagen verschiedene Möglichkeiten für die städtische Energieversorgung vor. Zunächst sollen fossile Quellen für Heizung und Kühlung in den Städten möglichst rasch verschwinden. Dafür werden Dächer und Fassaden in den Städten obligatorisch mit Solarpanels ausgerüstet. Die technische Verbindung der einzelnen Anlagen wird mit Subventionen gefördert. Diese Verbindung ist für die Versorgungssicherheit und die Reduktion des Spitzenbedarfs zentral, weil sie einen Ausgleich auf Quartierebene ermöglicht. Die Stadtverwaltungen garantieren schlanke Bewilligungsverfahren und erstellen Masterpläne für die Nutzung der Quartier-Energie.

Pooling und Sharing – die neuen Modeworte auch im Energiebereich

Weil nicht alle Gebäude dieselben Potentiale für die Energieproduktion haben, erhalten Pooling- und Sharingkonzepte für Strom, Gas und Wärme eine hohe Bedeutung. Die Quartier-Energie-Pläne tragen dem Rechnung und halten die räumliche Verteilung von Produktion, Verbrauch und Speicher fix fest. Anreizsysteme helfen mit, den Eigenverbrauch auf Quartierebene zu maximieren und den «Energie-Import» von ausserhalb des Quartiers zu minimieren.

Flexibilität – das neue Zauberwort

Die Versorgungssicherheit der dezentralen, quartierorientierten Energiewelt wird mit Daten und Algorithmen digital unterstützt. So kann auch die Flexibilität viel besser genutzt werden: Microgrids, Demand side Management (Nachfragesteuerung) und dezentrale Speicherung ermöglichen den Ausgleich auf den untersten Netzebenen. Dazu braucht es klare kommunale Rechtssysteme, Anzelelemente für Verbrauch und Speicherung und klare Regeln für den Zugang zu den übergeordneten Netzebenen.

Erneuerbare Kapazität bereitstellen als zukünftiges Geschäftsmodell

Heute orientieren sich die Geschäftsmodelle und Regulierungen im Energiesektor an der Menge gelieferter Energie in einem Jahr. Das zukünftige Netto-Null Energiesystem erlaubt aber nur noch den Bezug von erneuerbarer Energie. Das führt zu einem grundlegenden Wandel der gesamten Regulierung, weil

die Grenzkosten der meisten Anlagen, welche erneuerbare Energie ins Energiesystem einspeisen, bei nahe null liegen. Es ist also egal, ob eine Windkraft- oder Solaranlage gerade Strom Elektrizität produziert oder nicht: Es kostet fast genau gleich viel. Trotzdem muss das erneuerbare Energiesystem zu jedem Zeitpunkt genügend Energie bereitstellen, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Und mit «zu jedem Zeitpunkt» ist auch der Zeitpunkt des «Peaks» gemeint, also des höchsten Strombedarfs. Das ist beispielsweise ein eiskalter, windstiller Winterabend. Auch dann muss die Versorgungssicherheit garantiert sein. Die hat dann allerdings einen hohen Preis.

Doch an anderen Tagen und Stunden steht erneuerbare Energie im Überfluss, also beinahe gratis, zur Verfügung. Die Geschäftsmodelle der Energieversorger*innen, aber auch die Vorgaben für Verbraucher*innen und Immobilien-Investor*innen müssen dies künftig berücksichtigen. Konkret: Die Regularien müssen umgeschrieben werden, vom Strommarktdesign über die Speichervorgaben bis hin zu den Bau- und Planungsvorschriften: Die Kapazität, auch Leistung genannt, wird zu einer wesentlichen Schlüsselgrösse im Energiesektor. Die rasche Anpassung von Tarifen, Produkten und Vorschriften an die Eigenschaften erneuerbarer Energiesysteme wird die energetische Transformation beschleunigen.

Cooling – eine neue Dimension in Zeiten des Klimawandels

Die Forscherinnen und Forscher des SCCER halten fest, dass in den vergangenen 40 Jahren sehr viel zur Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäude getan wurde. Nun sei es an der Zeit, sich vermehrt mit der Kühlung von Gebäuden und Quartieren auseinandersetzen. Während den künftig immer zahlreicheren und heisseren Sommertagen werden wir uns kühle Wohnungen und keine Hitze-Inseln im Quartier wünschen. Dazu braucht es Grünflächen und kleinere Parks und auch eine durchdachte Anordnung der Gebäude im Quartier, damit der Wind die aufgeheizte Luft wegtragen und am Abend die ersehnte Nachtkühle bringen kann.

Wasserstoff und synthetische Gase als wesentliche Puffer

Über drei Viertel der Schweizer Bevölkerung lebt bereits in einer städtischen Umgebung. Die Städte sollten deshalb gemeinsam eine massgeschneiderte Klima- und Energiepolitik entwickeln. Diese sollte nicht auf Biogas-Illusionen basieren, sondern umfassend alle Herausforderungen von Quartier-Energieplanung, über Effizienz, Sharing, Flexibilität bis hin zur Städteplanung angehen. Das SCCER FEEBD macht dazu kluge Vorschläge.

Vielleicht wird sich bei den Stadträtinnen und Stadträten beim Lesen dieser Empfehlungen auch die Power-to-X-Frage stellen. Damit könnte der im Sommer grossflächig produzierte überschüssige Strom aus erneuerbaren Energien als Wasserstoff oder in anderer flüssiger und gasförmiger Form für den Winter gespeichert werden. So könnten die Städte als Besitzer eines Grossteils unseres Gasnetzes miteinander diskutieren, ob durch diese Röhren in 20 Jahren nicht mehr Erdgas, sondern grüner Wasserstoff fließen könnte. Dieser teils im Inland und teils in Südspanien oder Marokko produzierte grüne Wasserstoff könnte ein Teil der kommunalen Energiezukunft sein.



Dr. Walter Steinmann

Inhalt

| | |
|--|----|
| 1. Zweck und Bedeutung | 9 |
| 1.1. Einführung | 9 |
| 1.2. Paradigmenwechsel | 11 |
| 2. Vorgehen | 13 |
| 3. Energienachfrage | 15 |
| 3.1. Elektrischer Bedarf | 15 |
| 3.2. Thermischer Bedarf | 17 |
| 3.3. Nachfragesteuerung | 19 |
| 4. Energiepotentiale | 20 |
| 4.1. Biomasse | 20 |
| 4.2. Geothermie | 23 |
| 4.3. Solar | 25 |
| 4.4. Wind | 27 |
| 4.5. Gewässer | 29 |
| 4.6. Umgebungswärme | 31 |
| 4.7. Abwärme aus industriellen Prozessen | 34 |
| 5. Energiesysteme | 36 |
| 5.1. Planung und Optimierung | 36 |
| 5.2. Betrieb und Automation | 38 |
| 5.3. Finanzierungsmodelle | 40 |
| 6. Energienetze | 41 |
| 6.1. Thermische Netze | 41 |
| 6.2. Gasnetz | 43 |
| 6.3. Elektrische Verteilnetze | 44 |
| 6.4. Speichertechnologien | 46 |
| 7. Sozioökonomische Einflüsse | 48 |
| 7.1. Stakeholder-Analysen | 48 |
| 7.2. Geschäftsmodelle | 50 |
| 7.3. Einordnung der Resultate | 52 |
| 8. Glossar | 55 |
| 9. Literaturverzeichnis | 56 |

Horw, 5. August 2021
Seite 8 / 61

1. Zweck und Bedeutung

Es ist unbestritten, dass die Netto-Null-Ziele der Energiestrategie 2050 und die Netto-Null CO₂-Emissionen eine massive Veränderung des bestehenden Schweizer Energiesystems bedingen.

Es ist in einem ersten Schritt Aufgabe der Forschung, Lösungen zur Erreichung dieser Ziele aufzuzeigen. Um diese Herausforderung anzugehen, wurden im Jahr 2014 acht Schweizer Kompetenzzentren gegründet (SCCER – Swiss Competence Center for Energy Research). Eines dieser Kompetenzzentren ist das SCCER FEEBD (Future Energy Efficient Buildings and Districts – zukünftige Energie-Effiziente Gebäude und Areale). Die Ergebnisse dieses Kompetenzzentrums führten zum vorliegenden Handbuch, in welchem Forschungsergebnisse für erneuerbare, dezentrale Energiesysteme zusammengefasst und anwendungsorientiert präsentiert werden. Im Zentrum des Handbuchs steht die Frage:

Wie können lokal verfügbare, erneuerbare Energieressourcen effizient und wirkungsvoll in das Schweizer Energiesystem integriert werden, um das Klimaziel Netto-Null zu unterstützen?

1.1. Einführung

Neben dem Verkehr bietet der Gebäudebereich das höchste Potential, einen signifikanten Beitrag zu den Netto-Null-Zielen zu leisten. Insgesamt entfallen in der Schweiz 37 % des Endenergiebedarfs auf den Gebäudebereich. Er ist damit zu 27 % an den gesamten CO₂-Emissionen der Schweiz beteiligt¹. Vor allem die fossilen Heizsysteme tragen zu diesen hohen CO₂-Emissionen bei. Ein Schwerpunkt des Kompetenzzentrums FEEBD umfasste deshalb erneuerbare dezentrale Energiesysteme (RDES)², welche Gebäude in Zukunft ausschliesslich mit erneuerbarer Energie versorgen werden.

Ausgangspunkt der Tätigkeiten ist die Nutzung der Potentiale von dezentralen Energiesystemen, um die eher klein-skaligen erneuerbaren Energiequellen in der bebauten Umwelt effizient zu erschliessen. Zudem wird die effiziente Nutzung der Energie im Verbund von Gebäuden gesteigert, indem z. B. Abwärme oder Überschüsse von Photovoltaik-Anlagen (PV³) lokal genutzt werden. Die zunehmende Installation von PV zur dezentralen, lokalen Produktion von Elektrizität und deren Verwendung im Rahmen von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch weist dem Aufbau von RDES den Weg. Damit werden Gebäude (die sich in der Regel in Privatbesitz befinden) zum Teil des Schweizer Energiesystems. Dieses Handbuch fasst die verschiedenen technischen, sozio-ökonomischen und organisatorischen Herausforderungen zusammen, beleuchtet deren potentielle Wirkung auf das Schweizer Energiesystem und bietet konkrete, anwendungsorientierte Empfehlungen zu den verschiedenen Handlungsfeldern von Politik, Behörden und Wirtschaft an.

Der notwendige Umbau des Schweizer Energiesystems, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen, betrifft alle Energieträger. Die bestehenden Infrastrukturen der Elektrizitätsversorgung, Gasversorgung und auch Thermischen Netze müssen erweitert und mit lokalen Konsument*innen und Produzent*innen ergänzt werden – den sogenannten Prosumern. Damit entwickelt sich die Energieinfrastruktur zum Sektor-übergreifenden Multi-Energie-Netz⁴. Die darin integrierten Teilnehmenden werden zum Dreh- und Angelpunkt⁵ und folglich wird der Gebäudepark ein aktiver Teil des Energiesystems. Er trägt massgeblich dazu bei, dass in einer zukünftigen, auf die Netto-Null-Ziele ausgerichteten Energieversorgung die regional und dezentral vorliegenden Energiepotentiale nachhaltig genutzt werden. Der Umbau wird die Kohlenstoffintensität der Energieversorgung (CO₂-Emission pro Energie als kgCO₂/kWh) massgeblich

¹ Unter «CO₂-Emissionen» werden stets die «äquivalenten CO₂-Emissionen» verstanden – vergleiche Glossar Kap. 8.

² RDES: «erneuerbare (englisch: renewable) dezentrale Energiesysteme» – vergleiche Glossar Kap. 8.

³ PV: «Photovoltaik» – vergleiche Glossar Kap. 8.

⁴ In der Forschung: «Multi-Energy-Grid – MEG».

⁵ In der Forschung: «Energy-Hub – EH».

senken. Zusätzlich muss die Energieeffizienz bzw. die Energieintensität der Gebäude (Energie pro Fläche als kWh/m²) durch Erneuerungsmassnahmen weiter verbessert werden, siehe Abbildung 1.

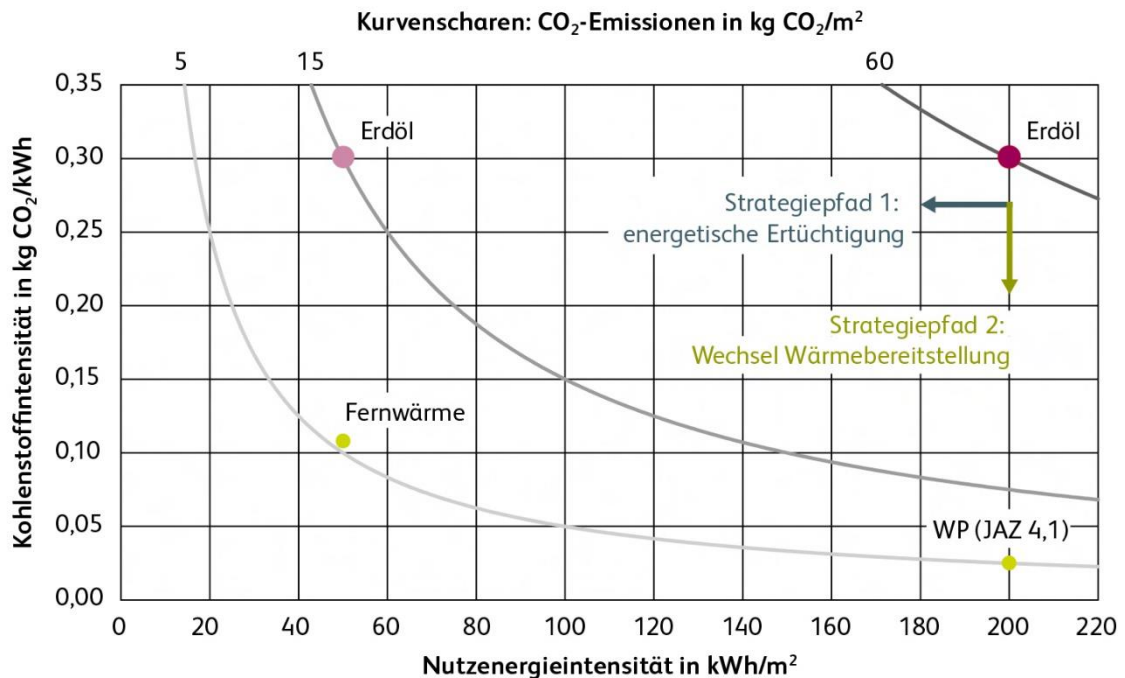


Abbildung 1 Kohlenstoffintensität (y-Achse) und Energieintensität (x-Achse) mit CO₂-Emissionen (graue Kurvenscharen).

Abbildung 1 zeigt exemplarisch die verschiedenen Umbaustrategien zur energetischen Ertüchtigung von Gebäuden und erlaubt es, diese für ältere Bestandesbauten wie auch für Neubauten zu illustrieren. Ausgangslage bildet ein typischer Altbau der 1960er-Jahre (roter Punkt oben rechts: 200 kWh/m² bzw. 20 l/m² Ölverbrauch pro Jahr). Die CO₂-Emissionen liegen bei 60 kg_{CO2}/m². Im Vergleich dazu ist die Energieintensität von Neubauten typischerweise eher bei 50 kWh/m² anzusiedeln und diese emittieren damit bereits viermal weniger CO₂ (hellroter Punkt oben links). Um den Altbau auf dasselbe Emissionsniveau zu ertüchtigen, stehen verschiedene Handlungsoptionen zur Auswahl. Exemplarisch kann die Energieintensität um 75 % auf das Niveau des Neubaus vermindert werden, indem die Gebäudehülle erneuert wird (Strategiepfad 1).

Sollen die Vorgaben des SIA Effizienzpfads Energie [1] für Wohnbauten und damit der Zielwert von 5 kg_{CO2}/m² erreicht werden (hellgraue Kurve), können verschiedene Ertüchtigungsstrategien zum Einsatz gelangen. Im vorhin beschriebenen Neubau ist eine weitere Senkung der Energieintensität oder ein Wechsel der Umwandlungstechnologie zur Energiebereitstellung erforderlich. Welche Massnahmen bzw. Massnahmenkombinationen am kostengünstigsten abschneiden, muss projektspezifisch ermittelt werden. Werkzeuge zur Ermittlung kostenoptimaler Lösungen stehen heute zur Verfügung⁶. Mit einem Fernwärme-Anschluss würde beispielweise das Ziel knapp erreicht (grüner Punkt links unten). Im Altbau kann auch vollständig auf den Strategiepfad 2 gesetzt werden. Der Wechsel der Wärmebereitstellung erfordert allerdings eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 4,1.

⁶ Zum Beispiel das Webtool von Sympheny (www.sympheny.com), einem Spin-Off des FEEBD, Zugriff am 21.03.2021.

1.2. Paradigmenwechsel

Die Forschung zeigt, dass die Netto-Null-Ziele für den Gebäudesektor bis 2050 erreicht werden können, vgl. White Paper des FEEBD [2]. Der Umbau des Gebäudeparks und der Energieversorgungsinfrastruktur kann mit wirtschaftlich attraktiven Lösungen umgesetzt werden, wenn man von CO₂-Kosten von 200–400 CHF pro Tonne CO₂ ausgeht. Die Forschung zeigt auch, dass dieser Umbau die Sicherheit der Energieversorgung und die lokale Wertschöpfung erhöht. Im Wesentlichen wurden durch FEEBD sechs Paradigmenwechsel identifiziert, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen (vgl. Abbildung 2). Drei Paradigmenwechsel beziehen sich dabei auf den Gebäudepark (vgl. oben Abbildung 1, Strategiefad 1) und drei beeinflussen die lokale Energieinfrastruktur (vgl. oben Abbildung 1, Strategiefad 2). Dieses Handbuch behandelt massgeblich die Herausforderungen im Rahmen der bebauten Umwelt.

| Gebäude Strategiefad 1 | Areal Strategiefad 2 |
|--|--|
|  <p>Leistung Die neue Kennzahl</p> |  <p>Erneuerbare Energie im Siedlungsraum Die neue Essenz für das Energiesystem</p> |
|  <p>Daten und Algorithmen Das neue Vermögen im Energiesystem</p> |  <p>Teilen Das neue Geschäftsmodell im Energiesystem</p> |
|  <p>Kühlung Die neue thermische Herausforderung</p> |  <p>Flexibilität Die neue Versorgungssicherheit</p> |

Abbildung 2 Die sechs Paradigmenwechsel zur Erreichung der Netto-Null-Ziele.

1.2.1. Urbane Erneuerbare Energie – der neue Sprit für das Energiesystem

Die Herausforderung besteht darin, durch die systematische Nutzung erneuerbarer Energien in unserer bebauten Umwelt den Import von Öl, Gas und Elektrizität zu vermeiden, da diese hohe CO₂-Emissionen verursachen. Durch die Ernte von Sonnenenergie, überschüssiger Wärme aus Kühlprozessen und Wärme aus dem Untergrund sowie aus Seen und Flüssen wird der Energiebedarf des Gebäudeparks weitgehend vor Ort abgedeckt. Zudem nutzen Gebäude ihre Hülle und die unmittelbare Umgebung, um erneuerbare Energie zu ernten und umzuwandeln, sowohl aktiv (z. B. PV) als auch passiv (z. B. Fenster im Winter und Jalousien im Sommer). Dabei reduziert die Nutzung lokaler Energiepotentiale den Transport- und Verteilungsaufwand und erhöht damit die Energieeffizienz.

1.2.2. Teilen – der neue Ansatz im Energiesystem

Die Herausforderung besteht darin, durch die Kombination verschiedener Technologien und Energieträger einen grösseren Lösungsraum zu eröffnen. In diesem Zusammenhang erlauben RDES in der bebauten Umwelt den Zusammenschluss mehrerer Gebäude. Sie teilen sich damit erneuerbare Energien (z. B. Solar, Biomasse, Geothermie) sowie verschiedene Umwandlungs- und Speichertechnologien (z. B. PV, Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)⁷, Holzheizungen sowie Kurzzeit- und saisonale Speicher). Mittels RDES werden damit Energiepotentiale und -nachfrage sowohl räumlich als auch zeitlich energieeffizient gesteuert. Teure Technologien werden gemeinsam genutzt, so dass wirtschaftlich attraktive Systeme gebaut und betrieben werden. «Teilen» bezieht sich damit auch auf die effektive Einbindung in die übergeordnete Energieinfrastruktur.

1.2.3. Flexibilität – die neue Versorgungssicherheit

Die Herausforderung besteht darin, dass die Energiesysteme flexibel und effektiv auf vorhersehbare und unvorhersehbare Ereignisse reagieren können. Einerseits kann die Flexibilität durch eine Erhöhung der

⁷ WKK: «Wärme-Kraft-Kopplung» – vergleiche Glossar Kap. 8.

Anlagenanzahl und der Anlagenvielfalt verbessert werden – dafür sind allerdings gesamtheitliche Optimierungen nötig. Andererseits kann die Flexibilität durch verstärkte Lastverschiebung («load-shifting») und das Brechen von Lastspitzen («peak-shaving») erhöht werden. Diese Flexibilität kann anschliessend mittels Energiemanagement und Energiespeichern z B. für die Netzdienlichkeit ausgenutzt werden (Stichwort Nachfragesteuerung⁸). Dadurch wird das zukünftige Energiesystem resilienter.

1.2.4. Leistung – die neue Energiekennzahl

Die Herausforderung besteht darin, zusätzlich zum Energiebedarf auch die zeitliche Komponente der Energieflüsse zu berücksichtigen. Gesamtheitliche Konzepte erweitern die Wirkung der gewählten Lösung durch die Berücksichtigung von Leistungsindikatoren. Die Integration von mehr erneuerbarer Energie stellt eine besondere Herausforderung für die Elektrizitäts-, Gas- und Wärmeinfrastruktur und die entsprechenden Verteilungskapazitäten dar. Durch die Verringerung des Leistungsbedarfs von Gebäuden werden die Anforderungen an die Energieinfrastruktur direkt beeinflusst, indem Netz- und Reservekapazitäten reduziert und Speicherkapazitäten auf der Gebäudeebene eingebunden werden können.

1.2.5. Daten & Algorithmen – das neue Vermögen im Energiesystem

Die Herausforderung besteht darin, die Umwandlung und Verteilung von Energie ganzheitlich, belastbar, wirtschaftlich und umweltfreundlich zu orchestrieren. Dies erhöht die Komplexität aus technischer sowie wirtschaftlicher Sicht. Algorithmen können diese Komplexität durch die Nutzung verschiedener Datensätze effizient und effektiv bewältigen. Für die Auslegung und den Betrieb von dezentralen Energiesystemen ist der Zugriff auf statistische Daten und deren Verknüpfung mit Echtzeitdaten entscheidend. Daten über den Energieverbrauch von Gebäuden, die Nutzung und die Eigenschaften werden wertvoll. Der Zugriff auf diese Daten ermöglicht eine ganzheitliche Entscheidungsfindung über Investitionen in neue Technologien und Infrastrukturen und wird damit zum Vermögenswert.

1.2.6. Kühlung – die neue thermische Herausforderung

Die Herausforderung besteht darin, dass in den letzten 40 Jahren die Diskussionen zur thermischen Behaglichkeit vor allem durch das Ziel eines niedrigen Heizbedarfs geprägt wurden. Heute sind effektive Lösungen zur Reduzierung des Heizbedarfs auf dem Markt verfügbar, sowohl für Neubauten als auch für die energetische Ertüchtigung von Bestandesbauten. In Zukunft wird die globale Erwärmung einerseits den Heizwärmebedarf reduzieren, andererseits aber vor allem den Kühlbedarf erhöhen und Lösungen für eine energieeffiziente, erneuerbare Kühlung von Innenräumen erfordern. Darüber hinaus müssen auch Massnahmen zur Reduzierung der Überhitzung der Umgebung umgesetzt werden, insbesondere in städtischen Gebieten (sogenannter Wärmeinseleffekt oder «heat-island-effect»).

⁸ Das Handbuch verwendet deutsche Begriffe. Die «Nachfragesteuerung» entspricht dem «demand side management» der Forschung.

2. Vorgehen

Dieses Handbuch zeigt auf, wie ein RDES optimiert werden kann. Handlungsempfehlungen zeigen sinnvolle Vorgehensweisen auf und es werden Werkzeuge erläutert, die bei der Analyse und Konzeption professionelle Unterstützung bieten. Es werden Zusammenhänge und Zielkonflikte aufgezeigt sowie energetische Aspekte in ihrem Kontext eingeordnet. Da jede Situation aufgrund der Dimension, der verschiedenen Gebäude und der verfügbaren Energien individuell ist, gibt es keine Standardlösungen, es werden jedoch Vorgehensrezepte angeboten.

Das Handbuch wurde in Anlehnung an die räumliche Energieplanung des Labels «Energistadt» gegliedert [3]⁹. Dabei wurde in gewissen Bereichen eine Abwandlung der thematischen Inhalte hin zu grösseren Betrachtungsskalen notwendig (vgl. unten die Gegenüberstellung in Abbildung 3). Die einzelnen Kapitel beantworten je eine Leitfrage:

- Kapitel 1: Wieso ein Handbuch und welche Paradigmenwechsel stehen an?
- Kapitel 2: Wie ist das Handbuch zu lesen?
- Kapitel 3: Wie kann die Energienachfrage quantifiziert werden?
- Kapitel 4: Welche Energiepotentiale bestehen und wie gross sind diese?
- Kapitel 5: Wie werden Energiesysteme geplant, optimiert, betrieben und finanziert?
- Kapitel 6: Welche Energienetze und Technologien tragen zur Sektorkopplung bei?
- Kapitel 7: Welche sozioökonomischen Einflüsse gilt es zu beachten?

Leser*innen können direkt dort einsteigen, wo das grösste Interesse vorhanden ist. Energieversorgungsunternehmen dürften am Abschnitt zur «Energienachfrage» besonders interessiert sein, während Ersteller*innen von Energierichtplänen im Abschnitt «Energiepotentiale» wertvolle Ergebnisse finden. In jedem Abschnitt fassen thematische Kapitel die relevantesten Aspekte zusammen. Die Kapitel selbst sind fast immer gegliedert nach «Ausgangslage und Ziele», «Annahmen und Resultate» sowie konkrete «Handlungsempfehlungen und Anwendung».

| | |
|---|---------------------------------------|
| Label «Energistadt» | Handbuch |
| Modul 1: Zweck und Bedeutung | Kapitel 1: Zweck und Bedeutung |
| Modul 2: Vorgehen | Kapitel 2: Vorgehen |
| Modul 3: Energienachfrage | Kapitel 3: Energienachfrage |
| Modul 4: Energiepotenziale | Kapitel 4: Energiepotentiale |
| Modul 5: Wärmeerzeugung | Kapitel 5: Energiesysteme |
| Modul 6: Thermische Netze | Kapitel 6: Energienetze |
| Modul 7: Umsetzung, Energievorschriften | Kapitel 7: Sozioökonomische Einflüsse |

Abbildung 3 Module der Energieplanung des Labels «Energistadt» (links) und Entsprechung im Handbuch (rechts).

⁹ Online verfügbar – <https://www.local-energy.swiss/arbeitsbereich/energiestadt-pro/werkzeuge-und-instrumente/raeumliche-energieplanung.html#/>, Zugriff am 08.03.2021

Horw, 5. August 2021
Seite 14 / 61

3. Energienachfrage

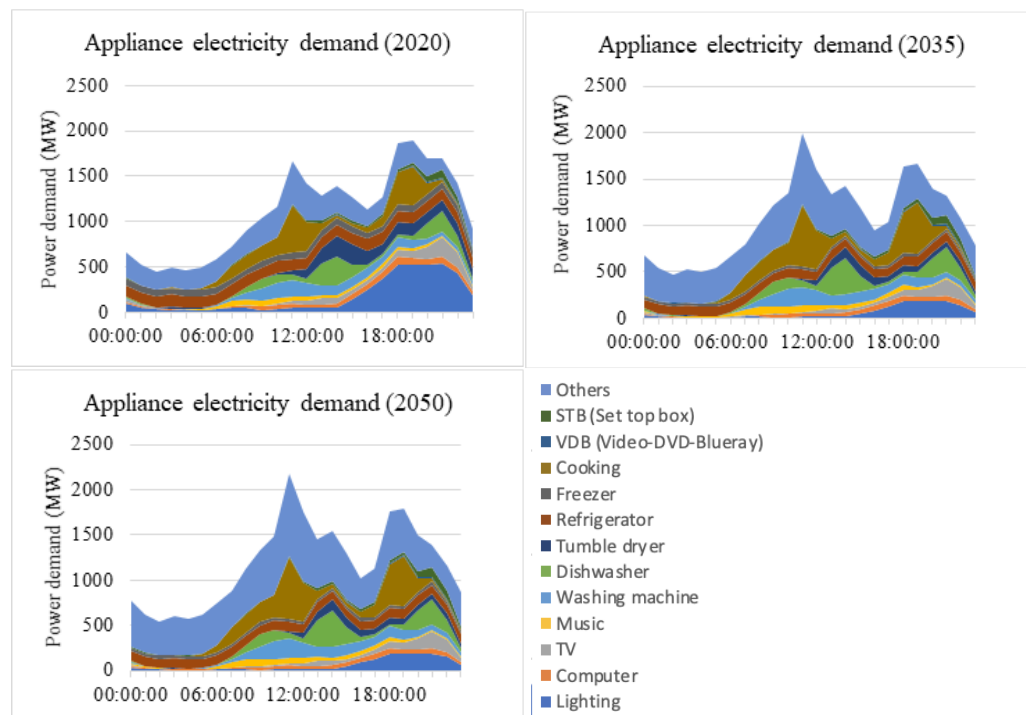
3.1. Elektrischer Bedarf

3.1.1. Haushalte: Entwicklung der Haushaltsgeräte

Der Haushaltssektor verbrauchte im Jahr 2019 19 TWh oder 33 % des gesamten Schweizer Elektrizitätsbedarfs [4]. Auf Haushaltsgeräte entfällt dabei der grösste Teil. Elektrische Haushaltsgeräte umfassen beispielsweise «weisse Ware» (Waschmaschinen, Wäschetrockner; Kühlgeräte), Kochgeräte oder Fernseher und Hi-Fi-Anlagen (ohne Berücksichtigung von Heizung und Mobilität).

Mit dem entwickelten Bottom-up-Modell für Haushaltsgeräte können tägliche Elektrizitätsbedarfsprofile für die Jahre 2020, 2035 und 2050 erstellt werden¹⁰. Das Modell erlaubt es, Schlüsselparameter wie z. B. den Gerätebesitz oder die durchschnittliche Leistung zu verändern. Es werden die Bedarfsprofile der Schweiz auf der Grundlage des zukünftigen Gerätebestands geschätzt. Das dynamische Bestandsmodell wurde nach den Prinzipien der Materialflussanalyse aufgebaut (d. h. abhängig von Verkäufen und Gerätealter). Dafür wird für jedes Jahr im Zeitraum von 2015–2050 der Schweizer Gerätebestand in Abhängigkeit des Durchdringungsgrades und der Anzahl Haushalte je Produktgruppe ermittelt [5]. Diese Informationen werden mit Nutzungszeiten (Zeitpunkt und Dauer) gepaart, um Kurven zum Elektrizitätsbedarf zu konstruieren.

Abbildung 4 zeigt die voraussichtliche Entwicklung der Lastkurven von elektrischen Haushaltsgeräten für die Jahre 2020, 2035 und 2050 [6]. Für alle Geräte (mit Ausnahme von Backöfen und Kochherden) verbessert sich künftig die Energieeffizienz des Bestands. Dieser Trend reicht dagegen nicht immer aus, um die mit dem Bevölkerungswachstum einhergehende Steigerung des Gerätebestands zu kompensieren. Bei Waschmaschinen beispielsweise sinkt der Verbrauch aufgrund der verbesserten Energieeffizienz zunächst leicht. Später wird dieser Effekt durch den wachsenden Bestand kompensiert, was zu einem leichten Anstieg des Verbrauchs nach 2035 führt.



¹⁰ Das Werkzeug steht allen online zur Verfügung: www.Electrowhat.ch, Zugriff am 25.03.2021.

Abbildung 4 Die Entwicklung der Kurven zum Elektrizitätsbedarf von Haushaltsgeräten zwischen 2020, 2035 und 2050.

3.1.2. Industrie und Dienstleistungssektor

Im Jahr 2019 entfielen auf den tertiären Sektor – Dienstleistungen und Verkehr– rund 35 % (20 TWh) und auf die primären und sekundären Sektoren – Landwirtschaft und Industrie – 32 % (18 TWh) des gesamten Schweizer Elektrizitätsbedarfs [4]. Für die Erstellung von normalisierten Bedarfsprofilen in Stundenaufösung wurden intelligente Zähler für jeden dieser Sektoren ausgewertet. Die gesamten Kurven zum Elektrizitätsbedarf basieren auf 210 Messungen im Dienstleistungssektor und 53 in der Industrie. Für die zukünftige Entwicklung der Nachfrage wurde ein linearer Anstieg bis zu einem Gesamtwert gemäss Arbeiten für das Bundesamt für Energie verwendet [7]. Abbildung 5 zeigt die Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs von Dienstleistung und Industrie. Die Berechnungen zeigen, dass der Verbrauch leicht ansteigt. Es wird jedoch erwartet, dass das zeitliche Verhalten der Nachfrage gleichbleibt.

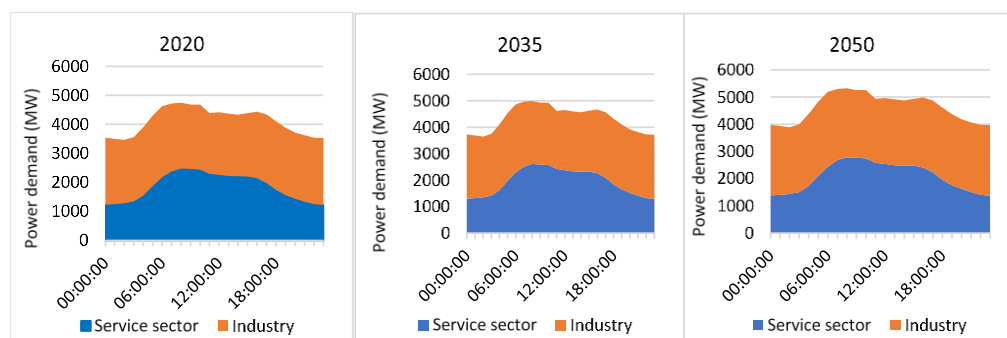


Abbildung 5 Die Entwicklung der Kurven zum Elektrizitätsbedarf des Dienstleistungssektors und der Industrie.

3.1.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Die Ergebnisse unterstützen die Bedeutung von Mindeststandards für die Gesamtenergieeffizienz. Ein Beispiel: In der Schweiz dürfen seit 2012 nur noch Wäschetrockner mit der Energieetikette A verkauft werden (in Europa sind B und C noch zulässig). Durch die laufende Verbesserung der Energieeffizienz könnte der Einfluss von Wäschetrocknern auf den elektrischen Spitzenbedarf im Jahr 2025 trotz höherer Marktverbreitung geringer sein als heute. Im Jahr 2035 wird Kochen wahrscheinlich immer noch den grössten Anteil am abendlichen Spitzenbedarf der Haushaltsgeräte ausmachen und auf 26 % ansteigen. Seit 20 Jahren sind hier keine Effizienzverbesserungen auszumachen. Dieses Thema sollte die Aufmerksamkeit auf die Steigerung der Energieeffizienz von Kochgeräten lenken. Haushalte zeigen nur eine sehr begrenzte Akzeptanz, sich hier an Demand-Response-Programmen zu beteiligen (Steuerung der Nachfrage aufgrund des Angebots). Daher sollte die diesbezügliche Forschung und Entwicklung zur Verbesserung der Kochgeräte gefördert werden. Ferner sollten Mindeststandards für die Gesamtenergieeffizienz für Mikrowellenherde eingeführt werden.

Ein weiteres wichtiges Ergebnis ist, dass Waschmaschinen im Jahr 2035 mehr zur Spitzenlast beitragen werden (7.2 %) im Vergleich zu 2015 (5.3 %). Daher sollten Waschmaschinen als Schwerpunkt von Demand-Response-Programmen in Betracht gezogen werden. Haushalte sind eher bereit, Waschgänge auf einen Zeitraum ausserhalb der Spitzenlast zu verlagern als Kochvorgänge oder Fernsehkonsum.

Zu guter Letzt sei angemerkt, dass im Fall einer grossflächigen Elektrifizierung der Heizungs- und Warmwasserversorgung sowie einer signifikanten Zunahme von Elektrofahrzeugen einzelne Haushaltsgeräte kaum das Hauptziel der Nachfragesteuerung zur Reduzierung der Spitzenlasten sein werden. Es besteht vielmehr der dringende Bedarf, die soziale Akzeptanz von Automatisierungssystemen zu verstehen. Mit Kommunikationsstrategien werden dazu Haushalte von der Beteiligung an Programmen überzeugt, bei denen das Versorgungsunternehmen die Haushaltsgeräte in Abhängigkeit der aktuellen Belastung des lokalen Netzes steuert. Dadurch verbessert sich die Integration erneuerbarer Technologien, weshalb als erster Schritt lokale Pilotprojekte umgesetzt werden sollten. Diese Projekte sollten primär Haushaltsgeräte, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge abdecken und gleichzeitig über das ganze Land

verteilt sein, um die Verteilung der sozialen Akzeptanz solcher Automatisierungssysteme besser zu verstehen (siehe auch Kap. 3.3).

3.2. Thermischer Bedarf

3.2.1. Ausgangslage und Ziele

Während Daten zum Heizenergiebedarf auf nationaler und kantonaler Ebene gesammelt werden, kann der Energiebedarf für ein bestimmtes Stadtviertel, das von einem potentiellen RDES versorgt wird, in der Regel nicht ohne weiteres quantifiziert werden. Es gibt zwei grundsätzliche Möglichkeiten, diesen Energiebedarf zu ermitteln. Entweder man verwendet gemessene Daten (am einfachsten verfügbar in Form von Rechnungen für Öl, Gas und Elektrizität) oder man nutzt die Modellierung. Keiner der beiden Ansätze ist sehr einfach. Zum Beispiel liegen Energierechnungen oft nicht für das volle Kalenderjahr vor und erfordern daher Korrekturen. Korrekturen werden auch dann notwendig, wenn die Energierechnungen für ein bestimmtes Jahr vorliegen, das deutlich wärmer oder kälter als der Durchschnitt war. Die Modellierung wiederum kann z. B. individuelle Besonderheiten der Gebäude nicht ausreichend berücksichtigen wie z. B. die Einstellungen der Raumthermostaten. Wenn Abrechnungen verfügbar sind, sollten sie daher idealerweise in Kombination mit modellierten Ergebnissen verwendet werden (z. B. zur Kalibrierung des Modells). Dieses Handbuch befürwortet die Anwendung der Modellierung aufgrund ihrer grösseren Vielseitigkeit. Die Modellierung eröffnet zudem die Möglichkeit, die Entwicklung des Gebäudeparks, dessen zukünftigen Zustand sowie sich ändernde Klimabedingungen zu berücksichtigen.

3.2.2. Annahmen und Resultate

Zur Ermittlung des aktuellen und zukünftigen Energiebedarfs können entweder datengetriebene statistische Modelle oder physikalisch basierte Archetypmodelle verwendet werden. Für datengetriebene statistische Modelle gibt es zwei Beispiele:

- Modell des Wärmebedarfs als Funktion der Umgebungstemperatur: Dieses basiert auf realen Messdaten von Thermischen Netzen [8]. Diese Modelle ermöglichen eine Unterscheidung zwischen Wärmebedarf für Raumheizung und Warmwasser und differenzieren darüber hinaus zwischen Tag und Nacht. Sie decken Haushalte ab, nicht jedoch den Dienstleistungssektor.
- Modell des Energiebedarfs für Kühlung auf Basis der Wirtschaftsstruktur, des klimabedingten Kühlbedarfs und der Anzahl installierter Geräte für den Dienstleistungssektor [9].

Als Alternative dazu werden physikalisch basierte Archetypmodelle verwendet. Diese Modelle berücksichtigen unterschiedliche Merkmale wie Gebäudetypus (z. B. Ein- oder Mehrfamilienhaus), Gebäudealter (je Bauperiode unterschiedlicher Wärmebedarf), energetische Ertüchtigung (ja/nein) und weitere Informationen wie den Gebäudestandort (Klimaregion). Beispiele sind die Modelle CESAR-P von der Empa und ETHZ [10] und SwissRes von der UNIGE [11]. Beide ermöglichen es, den Effekt einzelner Massnahmen der energetischen Ertüchtigung von Gebäuden (z. B. Fensterersatz) zu quantifizieren:

- CESAR-P erlaubt eine dynamische Modellierung (z. B. stündlicher Wärmebedarf),
- SwissRes setzt dagegen auf statische Modellierung (z. B. Heizenergiebedarf pro Jahr). Damit erlaubt SwissRes die Untersuchung von Entwicklungspfaden für den Schweizer Gebäudepark.

Beide Modelltypen sind durch die Vereinfachung der Eingabedaten in der Regel nicht genau genug, um den Energiebedarf eines bestimmten Einzelgebäudes vorherzusagen. Stattdessen wurde ihre Nützlichkeit für aggregierte Ebenen nachgewiesen, wie z. B. für Quartiere oder als pixelbasierte Zusammenfassungen. Die Modelle haben gezeigt, dass Einsparungen durch energetische Ertüchtigung (z. B. um 40–50 %) und einen Wechsel der Wärmebereitstellung Richtung Netto-Null Ziele (-85 %) erreicht werden.

Die Frage, wie realistisch es ist, diese Werte in einem bestimmten Quartier zu erreichen, hängt von einer Reihe von Faktoren ab. Letztlich ist es vor allem eine Frage der Kosten (und der sozialen Akzeptanz), inwieweit bestehende Gebäude z. B. vorzeitig erneuert oder durch Neubauten ersetzt werden. Für die

Ermittlung der Energie- und CO₂-Einsparungen stehen zudem Werkzeuge zur Verfügung, die entweder die Einsparungen maximieren oder die Kosten minimieren¹¹.

Ausserdem konnte der durchschnittliche Nutzenergiebedarf für Raumheizung und Warmwasser von Ein- und Mehrfamilienhäusern berechnet und als Funktion der Bauperiode dargestellt werden (siehe Abbildung 6). Diese Ergebnisse basieren auf mehr als 50'000 Gebäude-Energieausweisen (GEAK¹²).

| Specific Space Heating + DHW Demand [kWh/m ² a] | | | | | | |
|--|----------|-------|----------|-------|---------|-----|
| USEFUL ENERGY | AGE | URBAN | SUBURBAN | RURAL | AVERAGE | |
| | MFH | ≤1920 | 95 | 111 | 117 | |
| 1921-'45 | | 102 | 115 | 131 | 108 | |
| 1946-'60 | | 96 | 102 | 115 | 99 | |
| 1961-'70 | | 99 | 111 | 118 | 105 | |
| 1971-'80 | | 95 | 100 | 110 | 99 | |
| 1981-'90 | | 94 | 101 | 105 | 99 | |
| 1991-'00 | | 83 | 86 | 89 | 85 | |
| 2001-'10 | | 69 | 72 | 75 | 72 | |
| 2011-'18 | | 50 | 53 | 56 | 53 | |
| SFH | ≤1920 | 105 | 108 | 118 | 113 | 107 |
| | 1921-'45 | 124 | 123 | 129 | 126 | |
| | 1946-'60 | 128 | 129 | 139 | 132 | |
| | 1961-'70 | 125 | 128 | 137 | 131 | |
| | 1971-'80 | 106 | 106 | 117 | 110 | |
| | 1981-'90 | 94 | 92 | 100 | 95 | |
| | 1991-'00 | 91 | 92 | 98 | 94 | |
| | 2001-'10 | 80 | 78 | 84 | 81 | |
| | 2011-'18 | 60 | 59 | 64 | 62 | |
| AVERAGE | | 94 | 98 | 107 | 99 | |

Abbildung 6 Spezifischer Nutzenergiebedarf für Heizung und Warmwasser [12].

3.2.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Je nach Zweck der Analyse kann die Modellierung des thermischen Energiebedarfs auf verschiedenen Detailebenen durchgeführt werden. Für Ingenieurbüros mag es ratsam sein, auf detaillierte Modelle zurückzugreifen, die z. B. die Dimensionierung verschiedener Komponenten ermöglichen. Studien zur Raum- und Städteplanung zielen dagegen häufig auf den Vergleich verschiedener Entwicklungspfade ab. Die oben beschriebenen Modelle sind für solche Zwecke gut geeignet. Sie erreichen eine hinreichende Detaillierung und können z. B. für den Vergleich der Wirkung einzelner Massnahmen der energetischen Ertüchtigung sowie der daraus resultierenden Kosten angewendet werden. Die Modellergebnisse für den Jahresenergiebedarf sind recht genau für Wohngebäude. Dagegen ist bei der Vorhersage des stündlichen Wärmebedarfs eine weitere Validierung erforderlich. Die Modellierung des Raumwärme- und Raumkühlungsbedarfs im Dienstleistungssektor stellt aufgrund der Heterogenität der Anforderungen eine grössere Herausforderung dar. Hierzu wurden repräsentative Archetypen erstellt [13].

¹¹ Zum Beispiel das Webtool von Sympheny (www.sympheny.com), einem Spin-Off des FEEBD, Zugriff am 21.03.2021.

¹² GEAK bedeutet: Gebäude-Energie-Ausweis der Kantone – vgl. <https://www.geak.ch/>, Zugriff am 24.03.2021.

3.3. Nachfragesteuerung

3.3.1. Ausgangslage und Ziele

Die Energienachfrage und die resultierenden CO₂-Emissionen von Gebäuden hängen sowohl von der Energieeffizienz als auch von den eingesetzten Technologien und deren Betrieb sowie vom Verhalten der Nutzer*innen ab. Die Adaption von energieeffizienten und erneuerbaren Technologien im generellen und insbesondere von smarten Gebäudeenergielösungen steht daher vermehrt im Fokus der Politik. Für die Auslegung und den Betrieb von RDES ist die zeitlich schwankende Energienachfrage der Gebäude eine der wichtigsten Orientierungsgrössen. Mit fallenden Kosten von PV und Batteriespeichern werden Gebäude zudem vermehrt auch zu Produzenten oder sogenannten Prosumern. Im Rahmen des FEEBD wurde daher der Einfluss diverser Anreize auf Entwicklung, Adaption und Betrieb energieeffizienter und erneuerbarer Technologien für Gebäude untersucht.

3.3.2. Annahmen und Resultate

Eine Querschnittsstudie in 21 europäischen Ländern zeigt, dass Anreizsysteme zur effizienteren Energienutzung in Haushalten nicht nur die Energienachfrage senken, sondern ebenfalls signifikant die Innovation von energieeffizienten Technologien fördert. Ein speziell starker Einfluss wurde dabei bei finanziellen Anreizen und Energielabels gefunden [14]. Eine dieser Technologien sind energiesparende intelligente Geräte wie zum Beispiel smarte Heizungsregler. Programmierbare oder automatisierte Heizungsregler konnten 19 %–26 % Energie einsparen und selbst mit einfacher Nachtabsenkung wurden immer noch mehr als 12 % eingespart. Es hat sich aber auch gezeigt, dass sehr hohe Einsparungen mit einer gewissen Komfortreduktion einhergehen [15]. Die Adaption dieser smarten Energielösungen hängt aber weniger von den Einsparpotentialen oder dem wirtschaftlichen Nutzen ab. Viel wichtiger scheint die Wahrnehmung der entsprechenden Technologie zu sein, insbesondere die Vorstellung bezüglich Nutzen, hedonische Motivation und Gewohnheiten [16].

Nebst den energieeffizienten Technologien hat vor allem PV den Tagesverlauf der Deckung deutlich verändert. In vielen Ländern sind PV-Anlagen auch ohne Subventionen bereits heute wirtschaftlich [17]. Die vorhandenen Rückspeisetarife zusammen mit den Elektrizitätspreisen definieren deutlich die Adaption und die Grösse von PV-Anlagen [18]. Darüber hinaus reduzierten Einspeisevergütungen die Anreize zur Steigerung des Eigenkonsums mit Hilfe von Batteriespeichern. Bei starker Marktdurchdringung von PV-Anlagen verändert sich die Netto-Produktionskurve im System mit sehr hoher Variabilität [19]. Dieses Problem wird durch die zusätzliche Nachfrage der Elektromobilität verstärkt. Intelligente Anreizsysteme, welche sich verschiedener Politikinstrumente wie auch Tarifstrukturen bedienen, sind jedoch in der Lage, diese technologie-übergreifenden und systemweiten Effekte zu adressieren [20].

3.3.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Die Nachfragesteuerung hat für die Auslegung und den Betrieb von RDES wesentliche Konsequenzen. Die Nachfrage kann durch smarte Gebäudeenergielösungen deutlich gesenkt werden. Damit wird eine zentrale Auslegungsgrösse von RDES verändert. Ähnlich wie bei der energetischen Ertüchtigung von Gebäuden senkt dies die Rentabilität des Systems (geringerer Energieabsatz). In der Praxis wird diesem Umstand oft mit der Erweiterung der Thermischen Netze und dem Anschluss neuer Abnehmer*innen begegnet. Je nach Standort ist dies aber nicht möglich oder wegen der geringen energetischen Nachfrage unrentabel. Daher wird in der Planungsphase von RDES ein ausgedehntes Variantenstudium bezüglich sinkender Energienachfrage und allfälliger Handlungsoptionen empfohlen. Nebst der Reduktion der Energienachfrage im generellen, verändert sich spezifisch die Elektrizitätsnachfrage aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung von Gebäuden durch PV, Batterien, Wärmepumpen und Elektromobilität. Dies eröffnet gleichzeitig Möglichkeiten, wie CO₂-arme Überschussenergie eingesetzt oder gespeichert werden kann.

4. Energiepotentiale

4.1. Biomasse

4.1.1. Ausgangslage und Ziele

Im Jahr 2017 analysierte die Eidgenössische Forschungsanstalt WSL für SCCER BIOSWEET¹³ die einheimischen, energetisch nutzbaren Biomassepotentiale [21]. Der Bericht liefert eine Fülle von Daten zum potentiellen Beitrag von Biomasse zur Energiestrategie 2050. Auf den ersten Blick wirkt das ermittelte Potential im Vergleich zu Energiequellen wie Sonne und Wind bescheiden. Dennoch kann Biomasse Beiträge zur saisonalen Speicherung und für Hochtemperaturanwendungen leisten.

Im Kern der Untersuchung steht die Vision von SCCER BIOSWEET, dass Biomasse bis 2050 pro Jahr 27.8 TWh zur Schweizer Energieversorgung beitragen könnte. Das entspricht knapp 10 % des Energie-Bruttoverbrauchs der Schweiz im Jahr 2019 [4]. Dazu wurden in einem methodischen Ansatz zehn Kategorien von verholzter und nicht verholzter Biomasse untersucht.

4.1.2. Annahmen und Resultate

Der ermittelte, energetisch bereits genutzte Beitrag von Biomasse zum Schweizer Energiesystem beträgt 14.7 TWh pro Jahr für das Bezugsjahr 2014¹⁴. Unter Berücksichtigung von ökologischen und ökonomischen sowie rechtlichen und politischen Einschränkungen beträgt das verfügbare, nachhaltig energetisch nutzbare Potential von Biomasse total 26.9 TWh. Die grössten Beiträge entfallen dabei auf Waldholz mit 7.25 TWh und Hofdünger mit 7.47 TWh (bezogen auf Primärenergie). Das identifizierte zusätzliche Potential von Waldholz beträgt 2.47 TWh. Dies entspricht einer Steigerung um etwa 50 % gegenüber dem bereits energetisch genutzten Beitrag. Für das Zusatzpotential wird vom nachhaltigen Potential der energetisch bereits genutzte Beitrag abgezogen. Beim Hofdünger werden erst 0.72 TWh energetisch genutzt. Damit liegt das Steigerungspotential bei über 900 %.

Das Referenzszenario bei Waldholz «Weiter wie bisher» entspricht einem «Vorratsanstieg»¹⁵. Als Alternative analysierte die WSL das Szenario eines «moderaten Vorratsabbaus». Mit diesem Szenario kann im Jahr 2050 derselbe Ertrag wie im Referenzszenario erzielt werden. Weiterführende Arbeiten untersuchen im Detail die Potentiale aller verholzten Biomassen sowie intensivere Nutzungsszenarien für Waldholz [22], [23]. Insbesondere wird das mobilisierbare Potential verholzter Biomasse im Nutzungsszenario «starker Vorratsabbau» analysiert. Im Vordergrund steht die maximale Nutzung der Holzressourcen während der nächsten 30 Jahre zur Teil-Abdeckung einer Energielücke. Als Resultat der intensiven Nutzung sinken die Erträge ab 2050 unter jene der anderen beiden Szenarien (vgl. Abbildung 7).

¹³ Weitere Informationen vgl. <https://www.sccer-biosweet.ch/>, Zugriff am 08. April 2021.

¹⁴ Alle Angaben aus [21] werden immer auf das Bezugsjahr 2014 referenziert.

¹⁵ Die heutige Nutzung von Waldholz führt zu einer jährlichen Zunahme von Biomasse in Schweizer Wäldern.

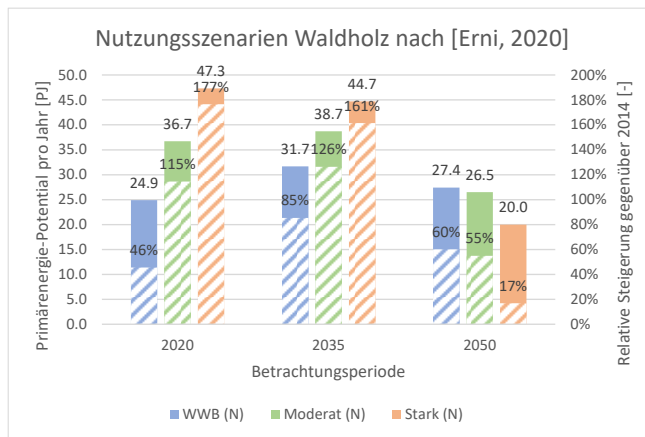


Abbildung 7 Primärenergie-Potential von Waldholz je Nutzungsszenario und Betrachtungsperiode [22].

Die Untersuchungen in [22] liefern Daten zu den drei Szenarien «Weiter wie bisher» (WWB), «moderater Vorratsabbau» (Moderat) und «starker Vorratsabbau» (Stark) zu den Betrachtungszeitpunkten 2020, 2035 und 2050 mit ihrem nachhaltigen energetischen Primärenergie-Potential (Index N, linke Achse als absoluter Wert) und ihrem zusätzlichen Steigerungspotential (Index Z, rechte Achse als relative Steigerung gegenüber der energetischen Nutzung im Jahr 2014). Die beiden Szenarien «Moderat» und «Stark» erlauben damit für wenige Jahrzehnte eine Verdoppelung, teilweise fast Verdreifachung der Nutzung von Waldholz für energetische Zwecke.

4.1.3. Handlungsempfehlung und Anwendung

Die Realisierung des oben ausgewiesenen Potentials ist stark davon abhängig, ob die Ernte des Waldenergieholzes kostendeckend erfolgen kann. Damit besitzen die Entwicklung der Marktpreise (z. B. Verteuerung fossiler Energieträger) und allfälliger Förderbeiträge zur Bewirtschaftung des Schutzwaldes einen grossen Einfluss auf das effektiv realisierte Potential. Zudem stellt sich die Frage nach der energetischen Nutzung und dem Beitrag zum Schweizer Energiesystem. Waldholz kann in RDES entweder zur reinen Wärmebereitstellung oder mittels WKK zur Elektrizitäts- und Wärmebereitstellung dienen. Für das Nutzungsszenario «moderater Vorratsabbau» und die Umsetzung des prognostizierten Potentials von 6.0 TWh mit einer Nutzung zu zwei Dritteln als Brennstoff und zu einem Drittel als WKK, ergibt sich ein Substitutionspotential von jährlich gut 1.2 Mio tCO₂, das entspricht knapp 3 % des CO₂-Ausstosses der Schweiz im Bezugsjahr 2014 nach [24]¹⁶.

| | Primär-Energie [TWh] | End-Energie [TWh] | Nutz-Energie [TWh] | Subst. CO ₂ [t_CO ₂] |
|-------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------|--|
| Waldholz als Brennstoff | 4.0 | 3.4 | 3.0 | 883'000 |
| Waldholz für WKK_th | 1.3 | 1.2 | 1.1 | 312'000 |
| Waldholz für WKK_el | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 60'900 |
| Total | 6.0 | | | 1'255'900 |

Abbildung 8 Jährliches energetisches und CO₂-Substitutionspotential von Waldholz im Jahr 2035, Szenario «moderat».

Ähnlich gestaltet sich die Situation bei der Verwertung von Hofdünger, der meist durch (Co-)Vergärung mit anderen biogenen Rückständen energetisch verwertet wird. Die Untersuchung der WSL prognostiziert, dass maximal ein Viertel des zusätzlich nutzbaren Potentials wirtschaftlich sinnvoll von Einzelbetrieben ausgeschöpft werden kann. Die Etablierung standardisierter Kleinanlagen bietet Chancen für Produktinnovation. Zusätzlich kann die Förderung von Gemeinschaftsanlagen helfen, das grosse Poten-

¹⁶ Annahmen: Wirkungsgrad Feuerung 85 %, WKK thermisch 60 % und elektrisch 30 %, maximal 10 % thermische Leitungsverluste, Substitution von Erdöl-Heizkesseln resp. Schweizer Verbrauchermix der Elektrizität. CO₂-Emissionen gemäss KBOB 2009/1:2016.

tial effektiv zu realisieren. Der potentielle Biomethanertrag von Hofdünger als Endenergiequelle beträgt 10 PJ (d. h. 2.78 TWh, vgl. unten Abbildung 9). Damit könnte etwa 11 % des Erdgaskonsums der Schweiz CO₂-neutral substituiert werden (Bezugsjahr 2019 [4]). Dies entspricht jährlich 633'000 tCO₂ bzw. der Hälfte des Substitutionspotentials von Waldholz gemäss oben angenommener Nutzung.

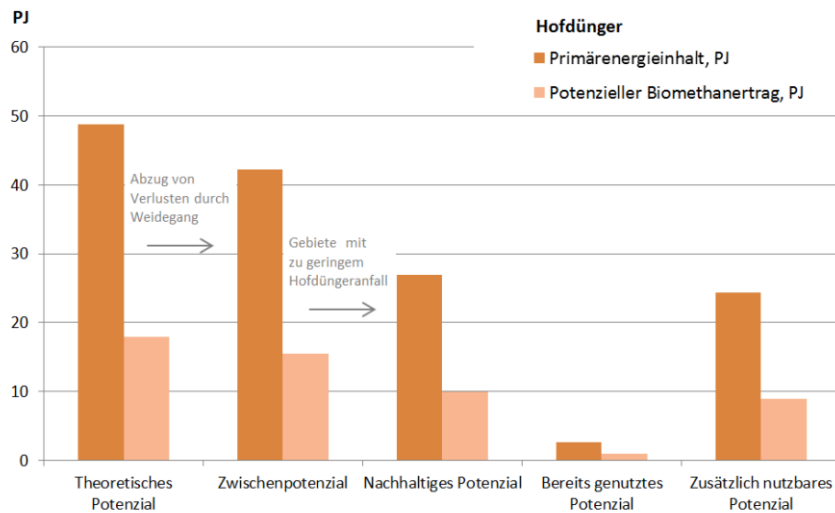


Abbildung 9 Potentialanalyse des Hofdüngers aus der landwirtschaftlichen Nutztierhaltung der Schweiz [21].

Insgesamt zeigt sich, dass Biomasse zur saisonalen Speicherung von Energie geeignet. Sie kann fossile Energieträger in der Wärmebereitstellung sowie Erdgas auch direkt substituieren. Sie eignet sich besonders für Hochtemperaturanwendungen (Industrie, Thermische Netze) sowie zur gleichzeitigen Bereitstellung von Wärme und Elektrizität mittels WKK und leistet damit einen wertvollen Beitrag zu den Netto-Null-Zielen.

4.2. Geothermie

4.2.1. Ausgangslage und Ziele

Die Nutzung der untiefen Geothermie ist in der Schweiz auf dem Vormarsch. Bislang sind 350'000 geothermische Anlagen im Land realisiert. Damit ist die Schweiz das Land mit der höchsten Anlagendichte pro Bodenfläche weltweit. Viele dieser Installationen sind oberflächennahe Erdsonden-Wärmepumpen, die in Tiefen von bis zu maximal 400 m reichen. Diese nutzen Erdwärme, indem Sonden vertikal in den Boden abgeteuft werden und thermische Energie für Heiz- und Kühlanwendungen bereitstellen. Auf diese Weise werden die nahezu konstanten Temperaturen im Erdreich genutzt, was zu hohen, über das ganze Jahr hinweg konstanten Wirkungsgraden bei Wärmepumpen führt. Folglich hat die Nutzung der Geothermie ein erhebliches Potential zur Dekarbonisierung des Schweizer Gebäudeparks.

Es existieren zwar einzelne, lokale Studien zum Potential des Untergrunds [25]. Bislang fehlte aber die Charakterisierung des maximalen Energiepotentials auf regionaler oder nationaler Ebene für die Schweiz. Drei Studien haben sich mit diesem Aspekt befasst: Die erste Studie schätzt das nationale Potential von horizontalen Erdwärmeregistern mit einer Tiefe von 1 m ab [26]. Zwei Folgestudien quantifizieren das Potential von vertikalen Erdwärmesonden bis zu 200 m am Beispiel der Kantone Waadt und Genf [27], [28]. Während sich die erste dieser beiden Studien auf die langfristigen Auswirkungen des Wärmeentzugs konzentriert, befasst sich die zweite mit den Auswirkungen einer bidirektionalen Nutzung durch Wärmeentzug im Winter und Wärmeeinleitung im Sommer.

4.2.2. Annahmen und Resultate

Das technische geothermische Potential ist definiert als die maximale Energie, die jährlich dem Boden durch die Nutzung von geothermischen Anlagen entnommen werden kann. Die Potentialabschätzung berücksichtigt die verfügbare Fläche für die Installation, die thermische Dynamik des Untergrunds und die technischen Eigenschaften der eingesetzten Register bzw. Sonden. In sehr geringen Tiefen liegt das geschätzte jährliche Potential für die Schweiz bei etwa 12 TWh für Heizung und 4 TWh für Kühlung. Das Wärmepotential reicht damit zur Deckung von 18 % des Raumwärmebedarfs der Schweiz im Jahr 2017 [26]. Die dazu eingesetzten Erdwärmeregister machen derzeit trotz ihres hohen Potentials nur einen kleinen Teil aller geothermischen Anlagen aus. Dies liegt vor allem am grossen Platzbedarf und an der Gefahr, die Oberflächenvegetation zu beeinträchtigen.

Erdwärmesonden vermeiden diese Nachteile und kommen deshalb bei der Nutzung geothermischer Energie am häufigsten zum Einsatz. Die Abschätzung des technischen Potentials auf regionaler Ebene basiert auf der SIA 384/6:2010 «Erdwärmesonden» und deren Anforderungen zum Abstand der Sonden in Abhängigkeit der Eigenschaften des Untergrunds, um eine nachhaltige Nutzung zu gewährleisten [29]. Die Kantone Waadt und Genf liefern dazu hochauflösende Daten. Das daraus kalkulierte Potential liegt bei jährlich 4.6 TWh [28]. Dies reicht zur Deckung von etwa 40 % des Gebäudewärmebedarfs der beiden Kantone. Es besteht jedoch eine geografische Unstimmigkeit zwischen Wärmeangebotspotential und -nachfrage. Thermische Netze könnten eine Lösung bieten, da sie den Transport von Wärme aus vorstädtischen und ländlichen Gebieten mit hohem Angebotspotential in die Städte mit hohem Bedarf ermöglichen. Eine Folgestudie für das gleiche Gebiet hat gezeigt, dass Thermische Netze die genutzte Wärmemenge untiefer Geothermie fast verdoppeln könnte [27]. Darüber hinaus untersuchte die Studie die Zunahme des Einsatzpotentials von geothermischen Anlagen für eine kombinierte Nutzung von Heizung und Kühlung im Dienstleistungssektor: Bis 2050 könnten damit in den Kantonen Waadt und Genf rund 85 % des erwarteten Bedarfs erneuerbar gedeckt werden.

4.2.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Die Untersuchungen des technischen geothermischen Potentials zeigen, dass geothermische Anlagen und insbesondere Erdwärmesonden eine wichtige Quelle zur Deckung des Wärmebedarfs in vorstädtischen und ländlichen Gebieten darstellen. Die Untersuchungen liefern Aussagen zur technischen Grenze der maximal installierbaren Bohrlochlänge pro Hektare, um eine Übernutzung des Bodens zu vermeiden. Im Schweizer Mittelland dürfte diese Grenze bei 2 km/ha liegen (für max. 200 m Erdwärmesonden-Länge). In Städten muss zur massgeblichen Nutzung oberflächennaher Geothermie eine bidirektionale Verwendung und damit entweder die Einleitung von Wärme (d. h. Kühlung) oder anderer Wärmeüberschüsse in Betracht gezogen werden. Thermische Netze wurden dabei als Schlüsseltechnologie zur effizienten Verteilung von Energie und der Bewirtschaftung von Geothermie identifiziert.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass untiefe geothermische Anlagen ein hohes Potential zur Dekarbonisierung des Schweizer Gebäudeparks aufweisen. Dieses muss jedoch mit weiteren, erneuerbaren Wärmequellen ergänzt werden. Das gilt insbesondere für dichte städtische Gebiete, vgl. auch [25]. Ausserdem für Gebiete, in denen die Installation von geothermischen Anlagen aufgrund geologischer Bedingungen und nationaler und regionaler Vorschriften nicht möglich ist.

4.3. Solar

4.3.1. Ausgangslage und Ziele

Gleich nach der Wasserkraft ist die Solarenergie die wichtigste Quelle für erneuerbare Energie in der Schweiz. Insbesondere auf Dächern installierte Photovoltaik-Anlagen (PV) haben in den letzten Jahren stark zugenommen und verdienen Aufmerksamkeit. In der Schweizer Energiestrategie 2050 wird für PV das ehrgeizige Ziel von 34 TWh angestrebt. Dies bedeutet den grossflächigen Einsatz von PV. Die quantitative Bewertung des Potentials ist deshalb für die Definition von wirksamen Anreizsystemen der PV-Integration in die bebaute Umwelt entscheidend. Um die räumliche und zeitliche Variation des Potentials zu quantifizieren, sind exakte Eingabedaten in hoher Auflösung erforderlich. Bislang gab es keine Methode, die das PV-Potential für alle Dächer eines grossen Gebietes mit hoher zeitlicher Auflösung (je Stunde) abschätzt und die systematische Ausbreitung von Unsicherheiten im Modellierungsprozess berücksichtigt. Gründe für das Fehlen von landesweiten Studien in stündlicher Auflösung sind die rechnerischen Herausforderungen, der Umgang mit fehlenden Eingabedaten und generell der Mangel an Daten für die Untersuchungsregion. Neue Ansätze, die auf Machine Learning und Data-Mining-Techniken basieren, haben bedeutende Fortschritte bei der Abschätzung des Solarpotentials erzielt [30], [31].

4.3.2. Annahmen und Resultate

Das technische Solarpotential ist definiert als die elektrische Energie, die von der auf Dachflächen installierten PV erzeugt wird. Sie ergibt sich aus der Kombination der einfallenden Sonnenenergie mit den Dacheigenschaften (z. B. Neigung und Ausrichtung), einer Schätzung der verfügbaren Dachfläche und der Effizienz der PV-Anlage. Um ein wirtschaftlich realisierbares Potential zu erhalten, wurden deshalb Dächer mit einer verfügbaren Fläche von weniger als acht Quadratmetern ausgeschlossen. Ausserdem wurden alle Nord-orientierten Dächer ausgeschlossen, da sie relativ wenig beitragen. Diese Kriterien reduzieren den geeigneten Anteil der gesamten Dachfläche der 2.3 Millionen Schweizer Gebäude auf etwa 57 %. Das resultierende, jährliche technische Potential wird auf 24 ± 9 TWh geschätzt. Damit können 40 % des Schweizer Elektrizitätsbedarfs im Jahr 2019 abgedeckt werden [4].

Der beschriebene Ansatz quantifiziert auch den Einfluss der Parameter, welche bei der Berechnung des technischen PV-Potentials verwendet werden. Die horizontale Einstrahlung und der Anteil der verfügbaren Dachfläche sind dabei am empfindlichsten. Ihre Variation um 50 % kann bis zu 40 % Änderung beim Resultat verursachen. Dieser Ansatz ermöglicht es, verschiedene Zukunftsszenarien bezüglich ändernder klimatischer Bedingungen sowie der Entwicklung des Gebäudeparks zu untersuchen. Für jedes Szenario kann die erwartete Grössenordnung des solaren Potentials prognostiziert werden.

4.3.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Um die Integration von PV effektiv voranzutreiben, sollten jene Dächer mit dem höchsten Potential priorisiert werden. Wie in Abbildung 10 dargestellt, könnten 25 % des geschätzten Potentials durch die Nutzung der Dachfläche von weniger als 2 % des Schweizer Gebäudeparks realisiert werden. Das höchste Potential weisen hauptsächlich Industrie- oder Gewerbegebäude mit grossen Flachdächern auf. Soll 75 % des Potentials ausgenutzt werden, so müsste die Installation von PV auf etwa einen Drittel der Gebäude ausgeweitet werden. Daher wird empfohlen, dass sich die Politik auf Anreizsysteme zur Installation von PV auf grossen Gebäuden konzentriert. Die am besten geeigneten Gebäude gehören dabei möglicherweise wenigen Eigentümer*innen.

Horw, 5. August 2021
Seite 26 / 61

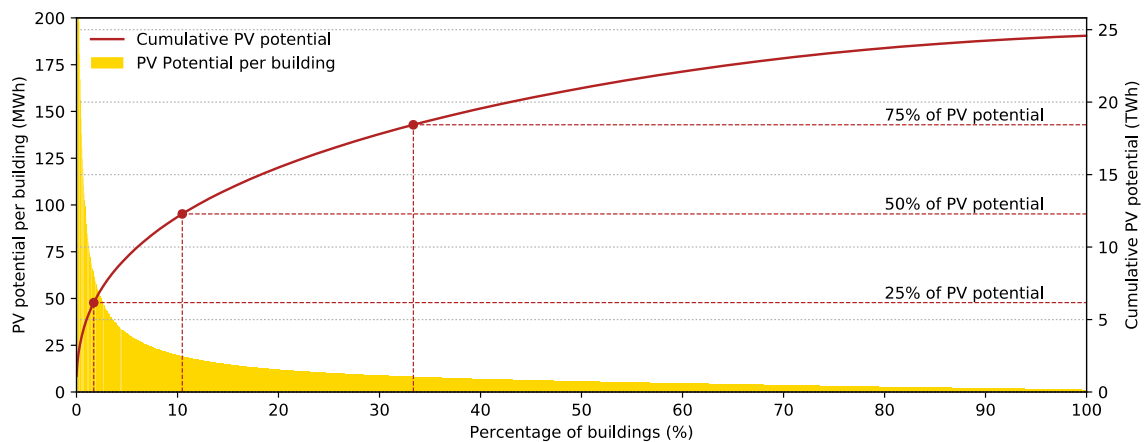


Abbildung 10 Installierte Leistung pro Gebäude und PV-Potential in Abhängigkeit des Prozentsatzes der Gebäude [31].

Die Analyse des Stundenprofils des PV-Potentials zeigt, dass ihr Beitrag für die gesamte Schweiz während der Winter- und Nachtstunden unzureichend ist. Dagegen ergibt sich während der Mittagszeit und im Sommer ein Überschuss. Eine Priorisierung von ost- und westseitigen Dächern zur Reduktion der Mittagsproduktionsspitze wirkt sich nur gering aus. Daher muss zur bestmöglichen Nutzung des Solarpotentials eine passende Kombination mit anderen Quellen erneuerbarer Energie (wie Wind und Geothermie) sowie die Sektorkopplung untersucht werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Förderung der Solarenergie einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Schweiz leisten kann. Sie ermöglicht die grossmasstäbliche Modellierung zukünftiger elektrischer Versorgungsnetze unter Einbezug von Speichermöglichkeiten und deckt potentiell bis zu 40 % des jährlichen Elektrizitätsbedarfs ab.

4.4. Wind

4.4.1. Ausgangslage und Ziele

Die Windenergie ergänzt die Wasserkraft und die Solarenergie als dritte relevante Quelle für erneuerbar erzeugte Elektrizität¹⁷. Windenergie, insbesondere von grossen Windturbinen, nimmt weltweit zu und trägt derzeit zu 20 % der gesamten erneuerbaren Elektrizität bei. Auch in der Schweiz ist die Windenergie auf dem Vormarsch. 37 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 75 MW produzierten im Jahr 2019 insgesamt 0.145 TWh Elektrizität. Gemäss Schweizer Energiestrategie wird erwartet, dass Windenergie bis 2050 mit 4 TWh zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs beiträgt. Dies ist fast dreissigmal mehr als heute. Um diese ehrgeizigen Ziele zu erreichen, müssen genaue Studien den zukünftigen Standort von Windenergieanlagen optimieren. Dazu braucht es genaue Schätzungen der Elektrizitätsproduktion. Gleichzeitig müssen die Konflikte zwischen der Installation von Windenergieanlagen und der Natur- und Umweltschutzpolitik beachtet werden. Es werden deshalb in den Arbeiten zwei Aspekte bewertet: Erstens die generelle Eignung eines Standorts für die Windenergienutzung. Dafür werden monatliche Durchschnittswindgeschwindigkeiten in typischen Turbinenhöhen modelliert und dieses Potential mit Umwelt- und Gebäudedaten überlagert. So werden geeignete Gebiete für die Installation von Windkraftanlagen identifiziert. Zweitens liefert die Verwendung stündlicher Zeitreihen des Windenergiepotentials wertvolle Informationen zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs sowie über die Möglichkeiten der Windkraftanlagen, andere erneuerbare Energiequellen zu ergänzen.

4.4.2. Annahmen und Resultate

Das technische Potential der Windenergie ist definiert als die maximale Elektrizitätsproduktion durch Windkraftanlagen von 100 m Höhe. Eine erste Schätzung des Potentials legt nahe, dass in ländlichen Gebieten jährlich etwa 1.2 TWh Elektrizität erzeugt werden könnte [26], [32]. Dies entspricht etwa 2 % des elektrischen Bedarfs im Jahr 2019 [4]. Dafür werden durchschnittlich 80 kW Leistung je vier Hektaren (200 x 200 m²) installiert. Lokale Maxima des Rasters reichen bis zu 1.6 MW. In städtischen Gebieten ist das Potential mit lokalen Maxima von 1.1 kW deutlich geringer. Aktuell ist eine Folgestudie in Bearbeitung. Diese konzentriert sich auf die stündlichen Muster der Windgeschwindigkeit im ganzen Land. Es werden wertvolle Erkenntnisse über die Leistungspotentiale von Windturbinen erwartet, welche die Optimierung der Verteilung künftiger Installationen unterstützt.

¹⁷ Die Erzeugung von Elektrizität durch «tiefe» Geothermie, wie sie Vorhaben in Basel und St.Gallen anstrebten, wurde nicht behandelt.

Horw, 5. August 2021
Seite 28 / 61

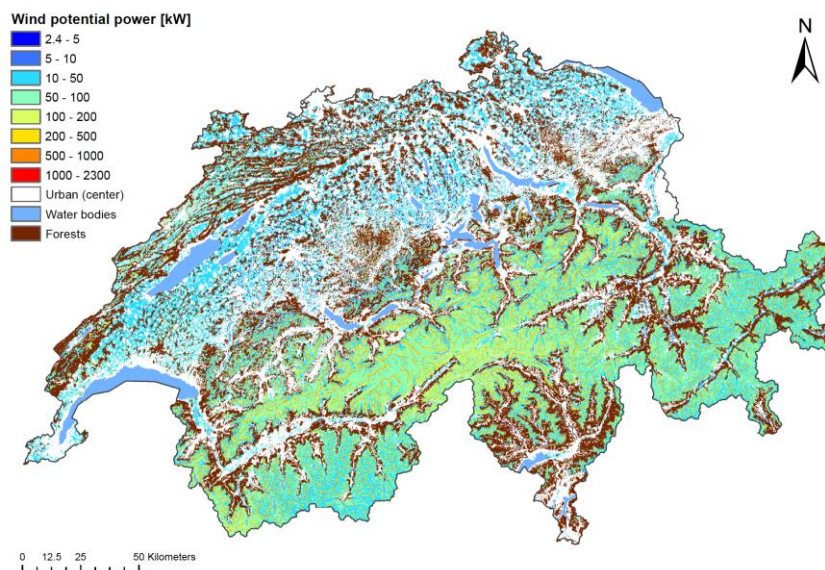


Abbildung 11 Windkraftpotential in ländlichen Gebieten und Stadtgrenzen in der Schweiz [32].

4.4.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Die Ergebnisse zeigen das erhebliche Potential für Windenergie in der Schweiz. Am höchsten ist dieses im südlichen Teil des Landes, wo die Bevölkerungsdichte am geringsten ist. Für die Ziele der Schweizer Energiestrategie 2050 reicht die Nutzung der ländlichen Windenergiepotentiale jedoch nicht aus. Stattdessen sollte Windenergie auch in städtischen Gebieten zur Elektrizitätserzeugung im kleinen Massstab verwendet werden. Windturbinen mit vertikalen Achsen¹⁸ bieten eine vielversprechende Alternative für Städte. Für die exakte Quantifizierung des Potentials der Windenergienutzung im städtischen Raum sind aufgrund der komplexen Turbulenzmuster weitere Arbeiten erforderlich.

Insgesamt zeigt die Analyse der zeitlichen Muster der Windenergie, dass das Produktionspotential im Winter höher ist als im Sommer, da in den Wintermonaten höhere Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind. Dies bedeutet, dass sich Windenergie ideal als Ergänzung zur Solarenergie eignet, welche im Winter nur unzureichend verfügbar ist.

¹⁸ Effiziente, grosse Windkraftanlagen verwenden horizontale Achsen – vertikale Achsen reduzieren dagegen den Platzbedarf.

4.5. Gewässer

4.5.1. Ausgangslage und Ziele

Schweizer Gewässer enthalten grosse Mengen erneuerbarer thermischer Energie, wovon ein Teil zum Heizen und Kühlen nahe gelegener Infrastruktur genutzt werden kann. Zum Heizen von Gebäuden, für Warmwasser und industrielle Prozesse wurden 2000 bis 2014 jährlich im Durchschnitt 111 TWh verwendet [33]. Auf Kühlung entfielen rund 19.4 TWh [34]. Die Schweizer Gewässer sind im Sommer meist deutlich kühler als die Luft und können deshalb auch zur direkten Kühlung verwendet werden.

Das Potential der Fliessgewässer und Seen der Schweiz für die thermische Nutzung wurde durch die Eawag abgeschätzt [35], [36]. Grundsätzlich ist für die Entnahme von Wärme bzw. deren Einleitung (Kälte) eine Wasserfassung, ein Primärkreislauf – in dem das See- bzw. Flusswasser zirkuliert – und ein Sekundärkreislauf notwendig, der die Wärme zu den Nutzer*innen bringt bzw. abführt. Für die Heizung werden Wärmepumpen verwendet (vgl. Abbildung 12). Obwohl das Know-how in der Schweiz vorhanden ist, sind bisher erst wenige grosse Anlagen mit Leistungen über 2 MW in Betrieb.

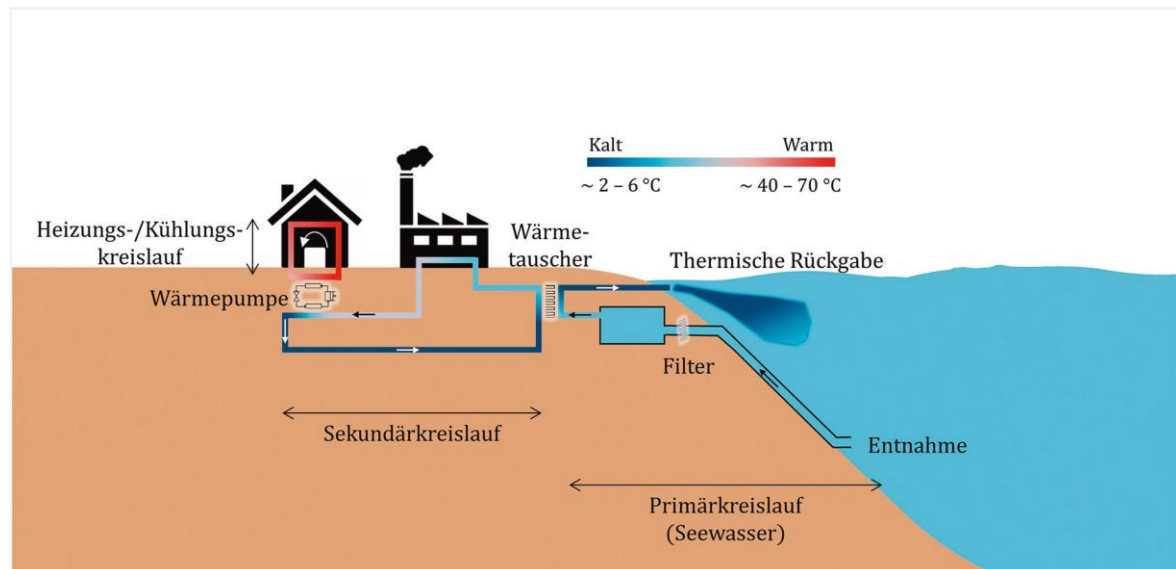


Abbildung 12 Anlagenbeispiel für die thermische Nutzung von Seewasser [35].

4.5.2. Annahmen und Resultate

In der Schweiz liegen die meisten grösseren Agglomerationen nahe an Seen und Flüssen. Eine thermische Nutzung der oberirdischen Gewässer kann daher in vielen Fällen in Betracht gezogen werden. Vor allem dicht bebaute und direkt am Gewässer liegende Ortsteile können von einer thermischen Nutzung der Gewässer profitieren. Die gesamte maximale Nachfrage rund um die Seen wird auf 37.5 TWh Wärme und 6.9 TWh Kälte geschätzt. Entlang der Flüsse gehen die Schätzungen von 56.9 TWh Wärme und 10.3 TWh Kälte aus. Weil dabei einige Gemeinden in der Untersuchung sowohl einem Fluss als auch einem See zugeteilt wurden, ist die gesamte Nachfrage kleiner als die Summe der Werte.

Grundsätzlich gilt, dass bei konkreten Projekten die tolerierbare Temperaturveränderung einzeln beurteilt werden muss, damit Gewässer keine nachteiligen Auswirkungen erfahren [35], [37]. Für die Abschätzung der Potentiale von Seen wurde die maximal tolerierbare Veränderung der Wassertemperatur vereinfachend wie folgt definiert: $\Delta T = -1.0\text{ °C}$ für die Wärmeentnahme, $\Delta T = +0.5\text{ °C}$ für die Wärmeinleitung (d. h. bei Kühlung). Insgesamt wurden 36 Seen bzw. Seenbecken beurteilt (vgl. auf der nächsten Seite Abbildung 13, obere Bilder).

Horw, 5. August 2021
Seite 30 / 61

Die maximal tolerierbare Temperaturveränderung für Fließgewässer wurde gemäss Gewässerschutzverordnung in einer Forellenregion auf $\Delta T = -1.5\text{ °C}$ bei Wärmenutzung und $\Delta T = +1.5\text{ °C}$ bei Wärmeinleitung (d. h. Kältenutzung) festgelegt. Insgesamt wurden 35 Flüsse an 57 Standorten berücksichtigt (vgl. Abbildung 13, untere Bilder).

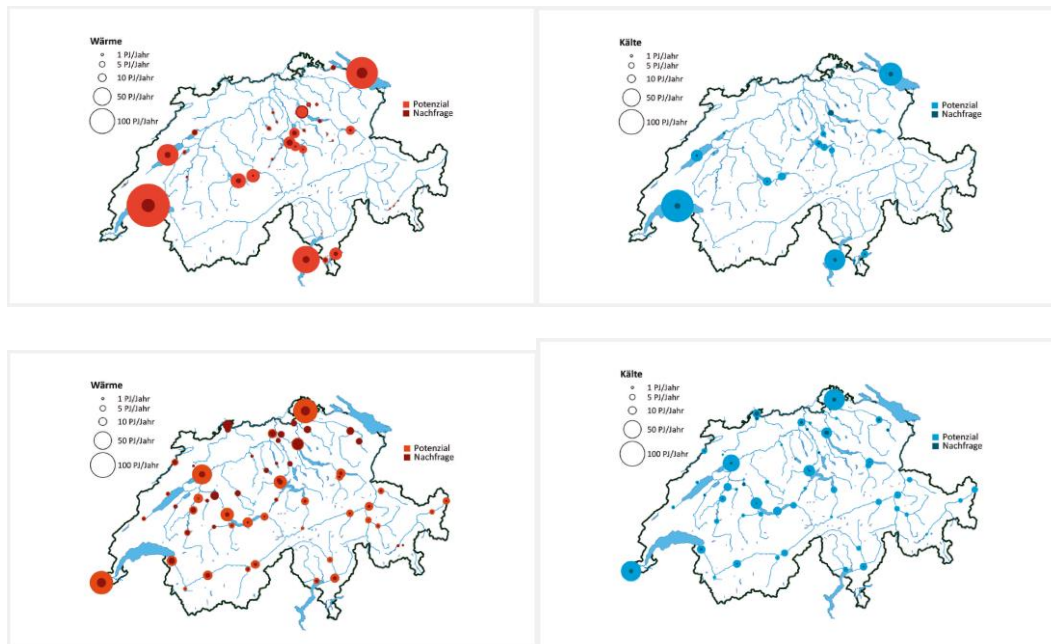


Abbildung 13 Potentialabschätzung für Seen (oben) & Flüsse (unten) als Quelle (rot, links) & Senke (blau, rechts) [35].

4.5.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Die Abschätzung des Potentials der oberirdischen Gewässer unterstreicht deren enorme Wärmeressourcen. Die berechneten Potentiale sind meist höher als die regionale Nachfrage – mit Ausnahme sehr dicht besiedelter Gebiete wie der Region Zürich. Unter der Annahme, dass die Hälfte der geschätzten Nachfrage dem jeweiligen See oder Fluss entnommen werden kann, erhält man eine totale Wärmemenge von 44.4 TWh und eine Kältemenge von 8.3 TWh. Dies entspricht rund 40 % des aktuellen Bedarfs.

Leider wird das grosse Wärme- und Kältepotential der Seen und Flüsse heute noch wenig genutzt. Gründe dafür sind mangelnde Erfahrung, inhärente Hindernisse der jeweiligen Gewässer¹⁹, Schwierigkeiten bei der Umsetzung und beim Betrieb sowie teilweise eine zu tiefe Rentabilität. Insbesondere die Wirtschaftlichkeit der thermischen Nutzung der Gewässer stellt das Haupthindernis für eine breitere Nutzung dieser Technik dar. Bei den aktuellen Preisen für fossile Brennstoffe ist eine Amortisation der Wärmenutzung auch im besten Fall erst nach einem Jahrzehnt möglich.

Es hat sich gezeigt, dass die Amortisationsdauer für Unternehmen der öffentlichen Hand eher tragbar als für private Unternehmen. Die thermische Nutzung der Seen und Flüsse bietet sich damit besonders für grosse Projekte an, die von der öffentlichen Hand mitgetragen werden. Insgesamt wird die Nutzung des vorhandenen Potentials vor allem durch wirtschaftliche und gesetzliche Anforderungen beschränkt. Zudem sind bei der Nutzung eines Gewässers viele, sich zum Teil widersprechende Interessensgruppen betroffen, die von unterschiedlichen Instanzen vertreten werden (Kantone, Gemeinden, Energielieferant*innen, Umweltverbände usw.). Dadurch werden Projekte komplex, die Kosten erhöht und die Planungs- und Umsetzungsphase verlängert.

¹⁹ Gaudard et al. [35] führen dies in ihrem Bericht aus und illustrieren den Sachverhalt anhand von Beispielen.

4.6. Umgebungswärme

4.6.1. Ausgangslage und Ziele

Die letzten 40 Jahre waren vor allem geprägt von Diskussionen im Rahmen der winterlichen Energieeffizienz. Hier hat die Nutzung der Umgebungswärme durch Luft-Wasser-Wärmepumpen stark zugenommen. Aber noch stärker als Gewässer ist die Umgebung im Sommer die massgebliche Senke zur Wärmeableitung (d. h. Kühlung). Die neuen Herausforderungen im Kontext der Raumkühlung verleihen dem Klimawandel eine besondere Bedeutung. Im Rahmen der allgegenwärtigen Klimaveränderung werden Intensität und Länge von Hitzewellen über die nächsten Jahrzehnte deutlich steigen.

Gemäss den aktuellen Schweizer Klimaszenarien werden je nach Region 3 bis 17 zusätzliche Hitzetage pro Jahr mit Maximaltemperaturen über 30 °C auftreten und die sommerliche Durchschnittstemperatur zwischen 2.5 °C und 4.5 °C zunehmen [38]. Gleichzeitig wird im Sommer die Niederschlagsmenge abnehmen, während die Länge von niederschlagsfreien Perioden zunimmt [39]. Im städtischen Raum sind diese Veränderungen besonders spürbar. Aufgrund der Überbauung und Versiegelung der Flächen ergeben sich im Vergleich zur ländlichen Umgebung völlig unterschiedliche thermische Verhältnisse. Wärme wird in Gebäudematerialien und im Asphalt gespeichert, die nächtliche Abstrahlung aufgrund der vertikalen Flächen vermindert und Gebäude können kühlende Luftströmungen blockieren. Auch ist die evapotranspirative Kühlung wegen fehlender Vegetation vermindert, Flächen sind tendenziell dunkler und es entsteht mehr Abwärme durch menschliche Aktivitäten. All diese Effekte führen zur sogenannten städtischen Hitzeinsel (vgl. Abbildung 14).

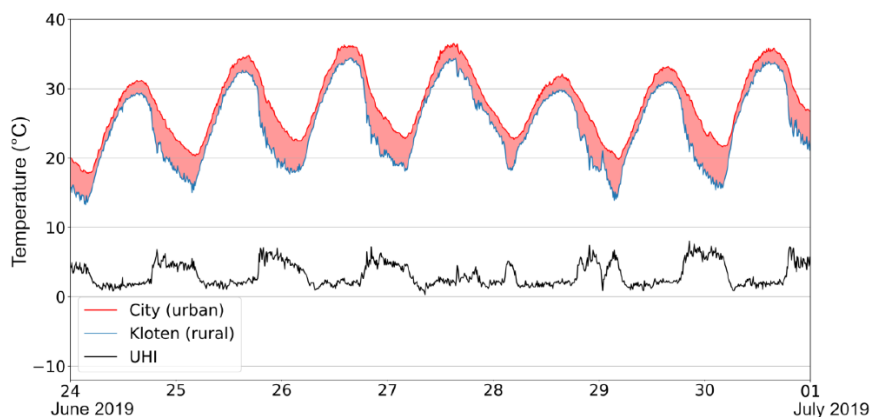


Abbildung 14 Gemessene Lufttemperatur in 2 m Höhe und der Hitzeinseleffekt [40].

Der Effekt der städtischen Hitzeinsel bezeichnet die Temperaturdifferenz in zwei Meter Höhe zwischen dem städtischen Zentrum und der ländlichen Umgebung. Diese Differenz kann insbesondere in der Nacht zu einer Einschränkung des Wohlbefindens führen. Aber nicht nur der thermische Komfort leidet darunter, anhand von Studien ist der Zusammenhang zwischen übermässiger Sterblichkeit und Hitzewellen gut belegt und stellt ein ernsthaftes Problem dar [41], [42], [43]. Im Rahmen der Planungsprozesse auf allen Massstabsebenen (Raumplanung, Städtebau, Landschaftsarchitektur usw.) sollten diese Aspekte berücksichtigt und entsprechende Gegenmassnahmen getroffen werden.

4.6.2. Annahmen und Resultate

Durch Fallstudien wurden verschiedene Strategien zur Verminderung der städtischen Hitzeinsel simuliert und evaluiert. Die Modellierung findet jeweils in der Mesoskala mit nicht explizit repräsentierter Morphologie sowie in der Nachbarschaftsskala mit kompletter Geometrie statt. Die Mesoskala ermöglicht die Simulation ganzer Städte, die Nachbarschaftsskala eine genaue Betrachtung von Situationen mit beschränkter Ausdehnung. Eine Untersuchung widmete sich dem Einfluss von Strassenbäumen auf das Stadtklima anhand von mesoskaligen Simulationen in Basel [44]. Im Kontext der ganzen Stadt ist der Effekt der Modellierung von Bäumen auf die Lufttemperatur minimal, die Differenzen bewegen sich gemittelt zwischen 0.03 °C und 0.11 °C. Aufgrund der lokalen Verschattung kann sich der gefühlte

thermische Komfort jedoch stark verbessern. Dazu wurden die lokalen Effekte von verschiedenen Vegetationsszenarien auf das Lokalklima beim Münsterhof in Zürich untersucht [40]. Die lokalen Verschattungseffekte von Bäumen verbessern den Komfort im direkten Umfeld erwartungsgemäss erheblich und ergeben Änderungen von bis zu 6.9 °C. Dem entgegen stehen die Blockierungseffekte auf das Luftströmungsfeld, die eine konvektive Kühlung des Platzes vermindern (vgl. Abbildung 15).

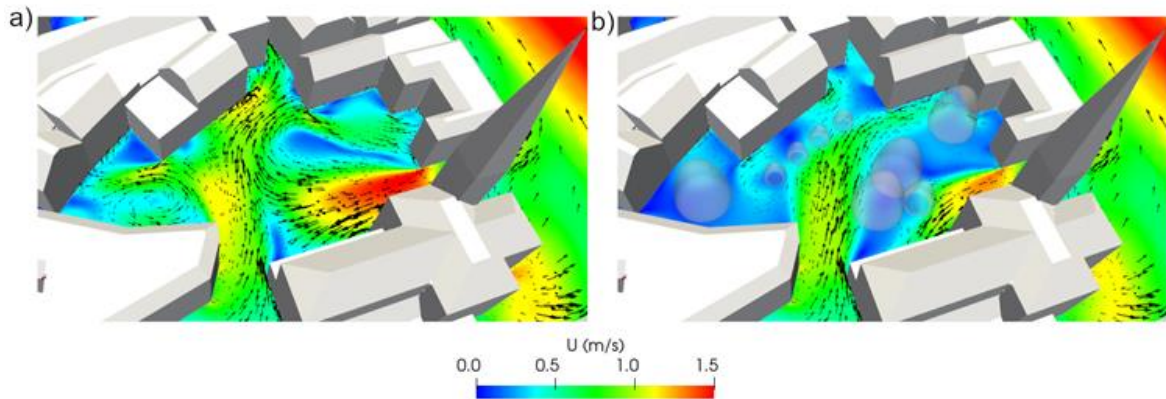


Abbildung 15 Luftgeschwindigkeit auf 3 m Höhe im Münsterhof für a) den Ist-Zustand & b) mit weiteren Bäumen [40].

Die künstliche Bewässerung des Platzes mit 6 mm Wasser während 20 min kann über Verdunstungskühlung die Oberflächen- und Umgebungstemperatur bei der Verwendung optimierter Bodenmaterialien signifikant senken. Dazu wurden die Effekte von verschiedenen porösen Asphaltbelägen mit unterschiedlichen Strahlungseigenschaften auf den lokalen thermischen Komfort untersucht [45]. Je nach Konfiguration (bewässert, trocken, verschiedene Porosität) lässt sich so die Lufttemperatur um bis zu 1.3 °C senken. Eine Erhöhung der Reflexionseigenschaften von 0.2 auf 0.4 wirkt sich insbesondere im trockenen Fall mit einer zusätzlichen Kühlung von bis zu 0.7 °C aus. Die Oberflächentemperaturen und damit verbunden der thermische Komfort lassen sich deutlich stärker und um bis zu 9 °C senken.

In einer Studie zu einer geplanten Überbauung in Zürich sowie einer Studie zur Quartiermorphologie wurde gezeigt, dass die Bildung lokaler Hitzeinseln stark von der Geometrie der Gebäude sowie deren Position zueinander abhängt [46]. Weitere Einflussgrössen betreffen die verwendeten Materialien sowie die Windstärke, die Windrichtung und die Stärke des Auftriebes. So wird im Perimeter des geplanten Quartiers von 6.5 ha eine lokale Erhöhung der Lufttemperatur von bis zu 1 °C simuliert. Diese Temperaturerhöhung wird allein durch die neu hinzugefügten Bauten verursacht [47].

Aufgrund der durchgeführten Simulationen lässt sich im Allgemeinen festhalten, dass je mehr die direkte Einstrahlung durch Verschattung verhindert wird, desto mehr lässt sich die Akkumulation von Wärme im städtischen Bereich vermindern. Diesem Effekt entgegen steht die optimale Abstrahlung in der Nacht, die durch die Verschattung vermindert wird. Die Blockade von natürlichen Luftströmungen sollte verhindert werden, so dass nächtliche Kaltluftströme ungehindert in die Stadt eindringen können. Mit verschiedenen lokalen Massnahmen wie Vegetation, porösen Oberflächenmaterialien oder Bewässerung lassen sich kleinräumige Hitzeinseln reduzieren.

4.6.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Für effektive Massnahmen ist es wichtig, auf allen Massstabsebenen des Planungsprozesses von Beginn an die klimatischen Aspekte zu thematisieren. Dabei hilft eine gründliche Analyse des Ist-Zustandes, um den klimatischen Gesamtzusammenhang zu verstehen und die bereits natürlich vorhandenen Kühlsysteme zu identifizieren. In einem weiteren Schritt können Simulationen dabei helfen, die möglichen Einflüsse einer baulichen Massnahme abzuschätzen sowie die Effektivität von potentiellen Gegenmassnahmen zu bewerten.

Alle Massnahmen, welche die Vegetation einbeziehen, bedingen zudem eine gute Verfügbarkeit von Wasser. Im Weiteren ist darauf zu achten, dass keine zusätzlichen technischen Geräte im betrachteten Umfeld installiert werden, welche die Erwärmung fördern, wie z. B. Split-Kühlgeräte an Fassaden.

Mögliche Massnahmen auf der städtebaulichen Ebene sind die Schaffung von Durchlüftungskorridoren, offenen Kaltluftschneisen für allenfalls vorhandene, kühlende Hangab- oder Flurwinde sowie ein Netz von Parks mit einer Mindestgrösse von 1 ha, welche nicht mehr als ca. 1000 m auseinanderliegen [48]. Damit diese städtebaulichen Massnahmen auch lokal wirken, sollte die kühlere Luft gut in den bebauten Stadtkörper eindringen können. Die Geometrie der Gebäude, die Position der Bauten zueinander sowie die Bepflanzung beeinflussen diese Durchlüftung stark. Öffnungen zwischen den einzelnen Elementen sowie eine Variabilität in der Höhe begünstigen diese. Dabei sollte insbesondere die Bildung von Rezirkulationszonen und Wirbeln vermieden werden.

Bei tiefen Windgeschwindigkeiten kann kühle Umgebungsluft die vorhandene, erwärmte Luft aufgrund von Auftriebskräften aus der Stadt verdrängen [46], [47]. Werden lokale Massnahmen grossräumig angewendet, kann dies zu einer allgemeinen Temperaturreduktion beitragen. Lokale Massnahmen betreffen nebst Bäumen allgemein die Vegetation. Durch bessere thermische Eigenschaften sowie durch Transpirationskühlung lassen sich tiefere Temperaturen an der Oberfläche und in der Luft erreichen. Eine Verschattung der Oberflächen durch Vegetation oder andere Massnahmen bewirkt eine geringere Aufheizung der Materialien. Helle, zur Sonne orientierte Oberflächen werfen aufgrund ihrer Reflexionseigenschaften mehr Energie zurück. Die Umgebung wird dadurch weniger warm und damit verstärkt sich der Effekt der Verschattung zusätzlich [49].

Massnahmen wie die Verschattung mit temporären Systemen oder die Kühlung durch die Benetzung mit Wasser sind zusätzliche Möglichkeiten, das lokale Klima zeitlich und räumlich kontrolliert zu verbessern. Dazu könnte beispielsweise Regenwasser in unterirdischen Tanks gesammelt werden. Eine Entseigelung der Oberflächen begünstigt die Verfügbarkeit von Wasser für die Vegetation, ermöglicht aber auch eine Kühlung durch Verdunstung.

4.7. Abwärme aus industriellen Prozessen

4.7.1. Ausgangslage und Ziele

Um wettbewerbsfähig zu bleiben, muss sich die Schweizer Industrie laufend mit der Erhöhung der Energieeffizienz beschäftigen²⁰. Obwohl sie in den vergangenen Jahren in diesem Bereich grosse Anstrengungen unternommen hat, werden nach wie vor beträchtliche Mengen an Abwärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Dieses Abwärmepotential könnte und sollte genutzt werden, um die Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems voranzutreiben. Oftmals sind aber den Verantwortlichen in den Unternehmen die Möglichkeiten für eine erfolgreiche Abwärmennutzung nicht bekannt.

Basis für die Nutzung der Abwärmepotentiale bildet eine systematische Analyse möglicher Effizienzsteigerung und anschliessender Abwärmennutzung, z. B. mittels Pinch-Analyse [50]. Dabei genießt die Umsetzung von Energieeffizienz-Massnahmen immer Vorrang vor der Abwärmennutzung. Durch Pinch-Analyse kann einer der folgenden Verwendungszwecke definiert werden.

- Wenn die Abwärme ein höheres Temperaturniveau als der Verwendungszweck aufweist, erfolgt die Abwärmennutzung (AWN) mittels direkter Wärmeübertragung (günstigste Lösung).
- Wenn das Temperaturniveau der Abwärme tiefer als der Verwendungszweck liegt, erfolgt die AWN mittels Temperaturerhebung der Abwärme, z. B. mit einer Wärmepumpe.
- Die Abwärme wird für die Stromerzeugung verwendet, z. B. durch eine ORC-Anlage²¹.
- Die Abwärme wird für die Kälteerzeugung verwendet, z. B. mit Absorptions-Kältemaschinen.

4.7.2. Annahmen und Resultate

Die Identifikation von Abwärmepotentialen aus industriellen Prozessen folgt einem Vorgehen in fünf Schritten [51]. In Schritt 1 erfolgt die Analyse des Ist-Zustandes. Darauf basierend können in Schritt 2 Energieeffizienz-Massnahmen und die mögliche interne Nutzung im Sinne einer Wärmerückgewinnung abgeleitet werden. Die Steigerung der Energieeffizienz bzw. die Verwendung vor Ort hat immer erste Priorität und ist der Abwärmennutzung vorzuziehen (vgl. Abbildung 16). Verbleibt ein lohnendes Abwärmepotential, wird in Schritt 3 die Abwärme in Bezug auf Temperaturniveau und zeitlichen Anfall charakterisiert und die Umgebung analysiert. Basierend auf den Nutzungsmöglichkeiten erfolgt in Schritt 4 die Erarbeitung des technischen Konzepts und in Schritt 5 das Geschäftsmodell und die Evaluation.

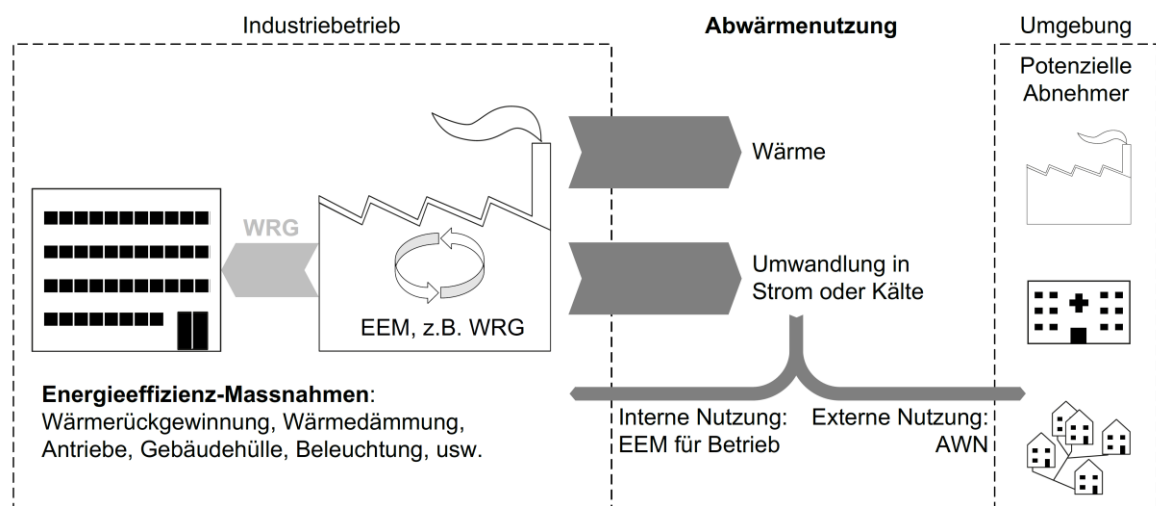


Abbildung 16 Definition von Energieeffizienz-Massnahmen, Wärmerückgewinnung und Abwärmennutzung [51].

²⁰ Weitere Informationen vgl. <http://www.sccer-eip.ch/>, Zugriff am 08. April 2021.

²¹ ORC: Organic Rankine Cycle – dabei wird Wärme in Elektrizität umgewandelt.

Verschiedene Studien untersuchen das bestehende Abwärmepotential. Für das Jahr 2014 wurde die schweizweite Abwärmemenge mit einer Temperatur von über 60 °C auf 3.6 TWh geschätzt [52]. Studien für Deutschland und Österreich schätzen, dass Abwärme ca. 20 % des Endenergieverbrauchs der Industrie ausmacht [53]. Damit ergibt sich bei einem Endenergieverbrauch der Schweizer Industrie von 43.9 TWh ein jährliches Abwärmepotential von 8.8 TWh. Davon werden bislang ca. 1–2 TWh durch Thermische Netze und 0.25 TWh durch Anlagen zur Elektrizitätserzeugung (ORC) genutzt.

Eine weitere Untersuchung zur Abwärmenutzung schätzt, dass im Jahr 2016 total 6.5 TWh Abwärme an die Umgebung abgegeben wurde [54]. Davon könnten 3.9 TWh technisch genutzt werden, was 12 % des Endenergieverbrauchs der Industrie entspricht. Die geographische Verteilung dieser Abwärmepotentiale wird ebenfalls quantifiziert (vgl. Abbildung 17). Eine räumlich-zeitliche Untersuchung schätzt das jährliche Potential sogar auf 12 TWh, wovon beim Einsatz von Thermischen Niedertemperaturnetzen in Kombination mit saisonalen Speichersystemen gar 7.7 bis 10.5 TWh nutzbar sind [55].

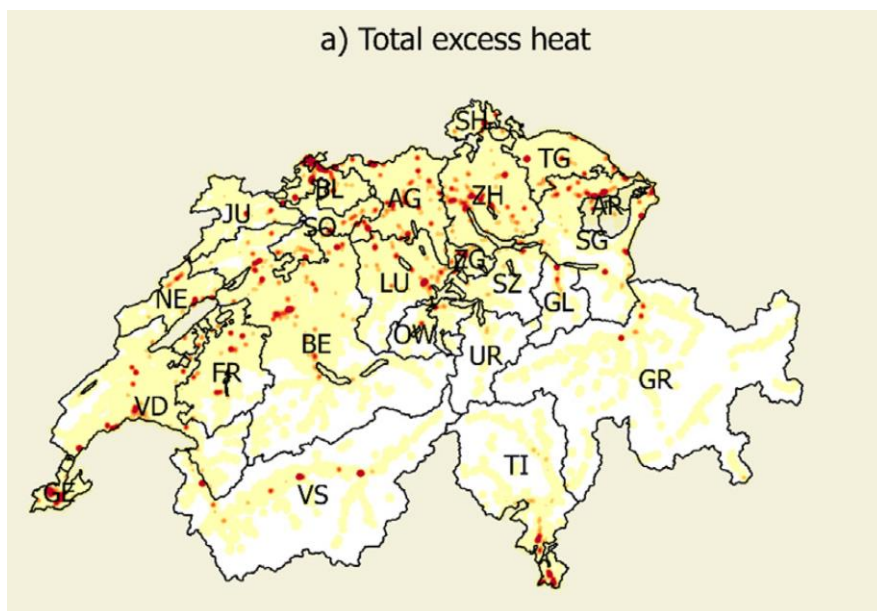


Abbildung 17 Totales Abwärmepotential der Schweizer Industrie (unabhängig vom Temperaturniveau) [54].

4.7.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Damit industrielle Abwärmepotentiale in Zukunft stärker in das Schweizer Energiesystem eingebunden werden, bedarf es einer Sensibilisierung des Industriesektors zu den Chancen und Möglichkeiten. Hier bedarf es einer systematischen Hilfe, die Wege zur Identifizierung von Potentialen, zur Charakterisierung und zur Nutzung systematisch beschreibt. Ebenso werden Anstrengungen zur zielgruppenorientierten und zeitsparenden Übersicht über Wärmesenken eines gewissen Betrachtungsperimeters die Umsetzung weiter unterstützen.

Eine Schwierigkeit betrifft notwendige Vorinvestitionen für Projektabklärungen und das durch das Industrieunternehmen zu tragende Investitionsrisiko. Hier können Energiericht- und Gestaltungspläne mit Anschlussverpflichtung für Fernwärme auf kommunaler Ebene helfen. Dem Phänomen, dass die Vertragsbindung zur Abwärmelieferung (bis zu 30 Jahre) oftmals die kalkulierte Lebensdauer der Prozesseinrichtungen (< 5 Jahre) übersteigt, kann mit geeigneten Geschäftsmodellen (z. B. Kontraktoren-Modell) begegnet werden.

5. Energiesysteme

5.1. Planung und Optimierung

5.1.1. Ausgangslage und Ziele

RDES bieten ein grosses Potential, um die Integration von erneuerbaren Energien zu verbessern. Durch die stärkere Nutzung von lokal verfügbaren erneuerbaren Energiequellen werden sowohl der Verteilungsaufwand als auch die CO₂-Emissionen reduziert. Zudem eröffnet die lokale Integration verschiedener Technologien und Energieträger einen grösseren Lösungsraum und schafft dadurch zusätzliche Optionen zur Verbesserung von Flexibilität und Effizienz. Durch die gemeinsame Nutzung von kapitalintensiven Technologien und Flexibilitätsmöglichkeiten können Kosteneffizienz und Reaktionsmöglichkeiten auf vorhersehbare und unvorhersehbare Ereignisse verbessert werden.

Die Verbesserungspotentiale sowie die optimale technische Systemkonfiguration unterscheidet sich erheblich von einem Standort zum anderen. Deshalb ist eine Entwicklung von Methoden zur ganzheitlichen Bewertung und Optimierung verschiedener Versorgungsoptionen notwendig. Das Spin-Off von FEEBD, Sympheny, adressiert dieses Bedürfnis.

5.1.2. Annahmen und Resultate

Es wurden neue Modellierungsmethoden und -werkzeuge entwickelt, die eine optimierte Auslegung von lokalen Energiesystemen aus einer integralen Perspektive ermöglichen [56]. Dazu gehören Methoden zur räumlichen und zeitlichen Klassifizierung, zur Optimierung unter Unsicherheit sowie zur mehrstufigen Optimierung. Darüber hinaus wurden Modelle von verschiedenen Systemen und Technologien für die Gebäude- und Quartierebene entwickelt, welche unter anderem Umwandlungstechnologien, kurzzeitige oder saisonale Speicherung, unterschiedliche Netzkonfigurationen sowie die energetische Ertüchtigung der Gebäudehülle abbilden. Dies ermöglicht es, Zielkonflikte zwischen zentralen und dezentralen Energieversorgungslösungen zu bewerten [57]. Dazu wurde eine Software entwickelt, welche die Anwendung in Energieplanungsprojekten erleichtert. Diese Software wurde in Zusammenarbeit mit der Wirtschaft in verschiedenen Fallstudien getestet und validiert, dazu zählen unter anderem die Stadt Zürich, die St.Galler Stadtwerke, Energie Wasser Bern oder Roche Diagnostics International.

Die Forschung hat gezeigt, dass ein optimierungsbasierter Ansatz auch in realen Planungsprojekten von RDES effizient eingesetzt werden kann. Die entwickelten Methoden ermöglichen es, sowohl den Energieverbrauch als auch die CO₂-Emissionen zu optimieren und erlauben es, wichtige standort- und projektspezifische Eigenschaften, Ziele und Randbedingungen zu berücksichtigen.

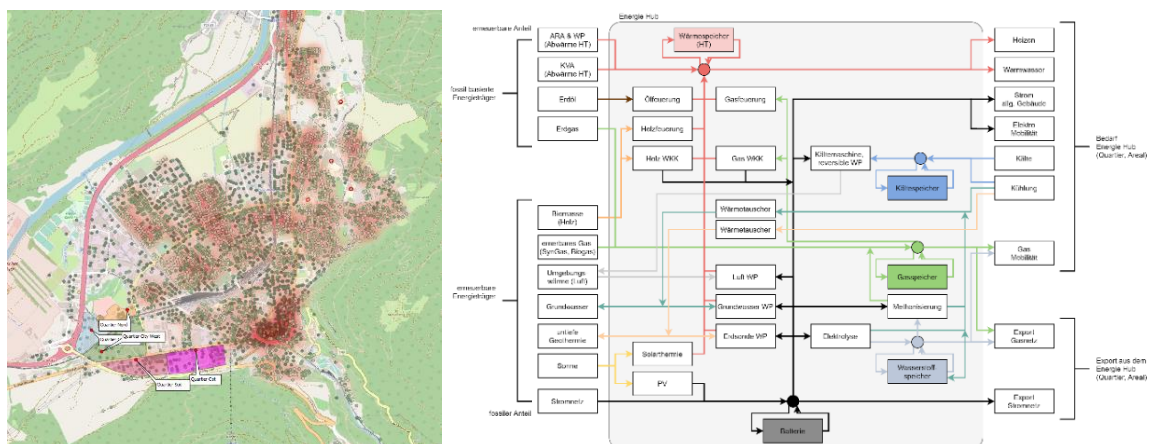


Abbildung 18 Chur: Analyse des Energiebedarfs (links) und Möglichkeiten zu Versorgungsoptionen (rechts).

5.1.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Es hat sich gezeigt, dass in der Energieplanung für Gebäude und Areale ein ganzheitlicher Ansatz zielführend ist, der die Integration mehrerer Energieträger und -technologien zur Erzeugung und Speicherung berücksichtigt. Auf diese Weise lassen sich Synergien zwischen den verschiedenen Energieströmen eines Standorts nutzen und eine Effizienzsteigerung erreichen. Darüber hinaus sollten die entwickelten Optimierungsmethoden verwendet werden, um verschiedene Auslegungsparameter in der Energieplanung effektiv gegeneinander abzuwägen. Anlagendimensionierung, Speicherbedarf und Netzinteraktion müssen standort- bzw. projektspezifische Ziele und Randbedingungen erfüllen. Bei der ganzheitlichen Energieplanung ist es deshalb wichtig, die stündlichen, täglichen und saisonalen Schwankungen zu berücksichtigen. Diese Schwankungen können die optimale Energiesystemkonfiguration erheblich beeinflussen. Zudem sollten die zeitlichen Schwankungen der CO₂-Intensität und des Preises für Elektrizität berücksichtigt werden. Hier sind weitere Arbeiten erforderlich, insbesondere zur zeitlichen Schwankung der CO₂-Intensität im Netz. Es konnte gezeigt werden, dass dadurch die optimale Balance zwischen einer Energieerzeugung direkt vor Ort, dem Speicherbedarf und den Importen erheblich beeinflusst wird. Ausserdem hat sich die Wichtigkeit eines iterativen Prozesses gezeigt, worin die Meinungen verschiedener Akteur*innen in den optimierungsbasierten Planungsprozess von Detailkonzepten und spezifischen Teilsystemen einfließen.

5.2. Betrieb und Automation

5.2.1. Ausgangslage und Ziele

Mit dem Rückbau grosser, zentraler Kernkraftwerke geht ein Ausbau von verteilten, dezentralen Produktionsanlagen einher. Diese zunehmende Dezentralisierung begleitet eine Digitalisierung der verbauten Komponenten. PV-Inverter, Batterien, Wärmepumpen oder Elektroladestationen besitzen Steuerungen, die den Betrieb der Anlagen beeinflussen und mit denen kommuniziert werden kann.

Einerseits steigt die Komplexität von RDES, andererseits steigt auch die Möglichkeit, die vorhandenen Komponenten im Betrieb besser aufeinander abzustimmen. Bisher ist der Betrieb von Energiesystemen typischerweise auf die Betriebssicherheit von Anlagen ausgelegt und dieser wird nach der Erstellung und Inbetriebnahme nur noch in Ausnahmefällen angepasst.

Die Betriebsautomation soll eine übermässige Abnutzung der verbauten Komponenten verhindern, die jeweilige Energienachfrage decken und bezüglich Energieeffizienz die Planungswerte erreichen oder übertreffen. Die Qualität der Leistungsfähigkeit der Systeme wird immer öfter mit Messwerten aus dem Betrieb überprüft. Dabei wird oft ein Performance Gap identifiziert, also eine Abweichung der tatsächlichen Energieeffizienz gegenüber den Planungswerten festgestellt. Eine von vielen Ursachen dieses Performance Gaps: Klassische Betriebsautomation basiert auf einfachen Regelprinzipien, welche die Anforderungen eines komplexen und digitalisierten Energiesystems nicht mehr abdecken können.

Über das Gebäude hinweg kann auch auf Stufe Quartier, Verteilnetzgebiet oder Stadt eine übergreifende Betriebsoptimierung verstecktes Potential nutzen. Diese Anwendungsfälle gehen über die klassische Betriebsautomation hinaus, können jedoch von ihr bedient werden, wenn sie richtig integriert sind.

5.2.2. Annahmen und Resultate

Mit steigendem Digitalisierungsgrad und höherer Datenverfügbarkeit entwickelt sich auch das Verständnis der Optimierungsmöglichkeiten im Betrieb. Kann ein mathematisches Modell einer Anlage oder eines Gebäudes erstellt und ein gewünschtes Verhalten definiert werden, erzielt eine vorausschauende Regelung²², welche künftige Wetter- oder Preisschwankungen in Betracht zieht, eine Performance-Verbesserung von 25 % (vgl. Abbildung 19) [58], [59]. Der Aufwand zur Erstellung einer solchen vorausschauenden Regelung ist in der Regel sehr hoch. Im Rahmen von FEEBD wurden Ansätze entwickelt, wie dieser Erstellungsaufwand reduziert werden kann, ohne Leistungseinbussen im Betrieb.

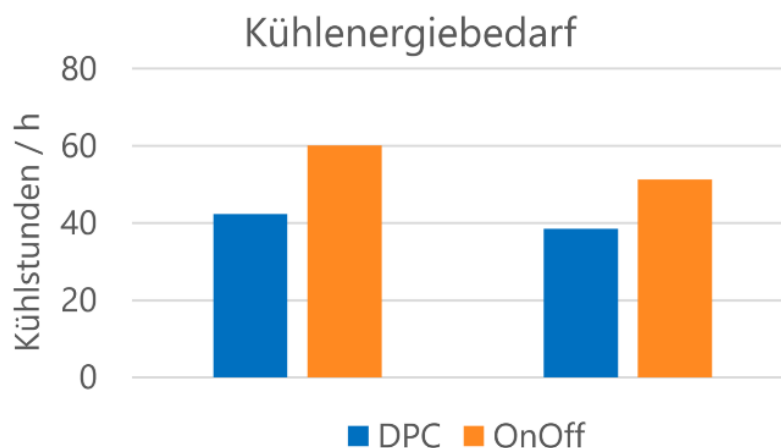


Abbildung 19 Vergleich einer vorausschauenden (blau, DPC ist data driven predictive control) und einer konventionellen Automation (orange) in zwei Testwochen [58].

Das identifizierte Potential zeigt, dass Gebäude dem Energiesystem als Flexibilitätsquelle dienen können. Übergreifend ist es dabei zielführender, die einzelnen Technologien nicht isoliert zu betrachten,

²² Die Forschung verwendet den Begriff «model predictive control (MPC)».

sondern lokale Technologien über die lokale Betriebsautomation (z. B. ein Gebäudeautomationssystem) zusammenzufassen. Aus dem Gebäudeautomationssystem (GA) kann Wissen über verbaute Technologien und zu Wünschen der Nutzenden abgeleitet werden. Abstrahiert kann daraus ein Flexibilitätspotential berechnet werden, welches über das Gebäude hinaus genutzt werden kann, ohne Komfortverlust für die Nutzenden. Über die Netzinfrastruktur kann anschliessend bei Bedarf Energie ausgetauscht werden. Es bedarf dazu einer Koordination zwischen den angeschlossenen Teilnehmer*innen, wie beispielsweise Energiezentralen, Verteilnetzbetreiber*innen, Energieversorger*innen oder Gebäudenutzer*innen. Genau diese Koordination einzelner Produzent*innen und Konsument*innen stellt eine Herausforderung dar, die noch nicht abschliessend gelöst ist.

5.2.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Ob existierende Regelansätze verbessert oder neue Ansätze entwickelt werden, beides sind legitime Vorgehensweisen [60]. Im Kern müssen einzelne Systeme übergreifend zusammenspielen können, unabhängig davon, ob es sich um einen Neubau oder den Bestand handelt. Damit können nachhaltige Ziele im Betrieb effektiv erreicht werden. Gewerke oder ganze Industriebranchen agierten bislang überwiegend isoliert. Die Sektorkopplung verspricht die Nutzung von Potential, welches heute im Betrieb noch nicht voll ausgeschöpft wird. Es ist möglich, komplexe Sektor-gekoppelte Systeme so zu betreiben, dass alle relevanten Anwendungsfälle abgedeckt werden. Dazu sind die integrative Planung des Betriebs und grundsätzlich offene Schnittstellen für Betriebsanpassungen und Optimierungen zentral.

Bisher wurden lediglich Industrie- oder grössere Gewerbebauten mit Automation versehen. Mit einem Preiserfall von Automations-/Steuerungstechnologie und den regulatorischen Anpassungen, wie z. B. Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV), werden vermehrt auch kleinere Installationen und Wohnbauten flexibler betrieben. Weitere regulatorische Anpassungen können eine schnellere Verbreitung effizienter Automationslösungen fördern.

Gerade durch den Gebäudebetrieb können die Fortschritte im Bereich Interoperabilität, Algorithmik, Cyber Security und Künstliche Intelligenz einen Weg ins Energiesystem finden. Pilotprojekte wie etwa Quartierstrom in der Gemeinde Walenstadt²³ liefern erste Hinweise zur Umsetzung in realen Versorgungsgebieten. Um die Entwicklungen zu einer Marktreife zu führen und den breiten Einsatz im Feld zu ermöglichen, sind aber Living Labs oder Sandboxes wie der NEST-Demonstrator der Empa²⁴ nötig.

Damit Betriebsautomation ihren Beitrag zu den anspruchsvollen Zielen der Energiestrategie 2050 liefern kann, ist ein Wandel von eher einfachen, statischen Automationssystemen mit einer untergeordneten Rolle hin zu interoperablen Lösungen notwendig. Die punktuelle Umsetzung in Pilot- und Demonstrationsprojekten zeigt das Potential und die technische Umsetzbarkeit. Mit einer Schärfung der Anforderungen eines nachhaltigen Energiesystems bzw. der zu bedienenden Anwendungsfälle kann eine schnellere Verbreitung von Automationslösungen gefördert werden.

²³ Online, vergleiche <https://quartier-strom.ch/>, Zugriff am 25.03.2021.

²⁴ Online, vergleiche <https://www.empa.ch/web/next/>, Zugriff am 25.03.2021.

5.3. Finanzierungsmodelle

Die unmittelbar vorangehenden Kapitel zeigen, dass RDES in naher Zukunft eine zentrale Rolle in der Dekarbonisierung des Schweizer Gebäudeparks einnehmen werden. Sie werden vielfältige und kleinräumige Energietechnologien einbinden. Der Mehrwert entsteht dabei durch die Kombination mehrerer Sektoren. Hier können sich Zielkonflikte ergeben.

Bislang agierten einzelne Sektoren mehr oder weniger unabhängig voneinander. Ein klassisches Beispiel ist die Erstellung eines Holzheizkraftwerks und eines Thermischen Netzes zum Transport der Wärmeenergie. Es existiert ein Zweck (Wärmeverkauf) und die Kosten dieser Infrastruktur-Unternehmung lassen sich abschliessend berechnen. Finanziert werden solche Vorhaben oftmals von Energieversorgungsunternehmen, von lokal agierenden Kooperationen oder von professionellen Investor*innen²⁵. Mittlerweile entstehen auch Technologielösungen, welche zwei Sektoren koppeln – zum Beispiel ein Seewasser-Verbund in Kombination mit Wärmepumpen. Meist steht auch hier der Zweck des Wärmeverkaufs im Vordergrund, selbst wenn das gleiche Energieversorgungsunternehmen auch die Elektrizität für den Betrieb der Wärmepumpen liefert²⁶.

Verschiedene Aktivitäten von Städten und Kantonen zeigen, dass sich diese Infrastruktur-Unternehmungen nicht leicht finanzieren lassen. Meist haben jene Projekte Erfolg, wo übergeordnete Interessen bestehen resp. ein gemeinsames Interesse identifiziert werden kann²⁷. In wenigen Fällen sind Anstrengungen zur Dekarbonisierung von Regionen auf Einzelinitiativen zurückzuführen²⁸. Städte und Kantone untersuchen deshalb die Rahmenbedingungen, zu denen sie sich an solchen Vorhaben finanziell beteiligen können und wollen.

Weitaus komplexer wird die Kombination verschiedener Interessen und Zwecke. Hier zeigen sich bereits vielversprechende Ansätze im Bereich des PV-Marktes. Systematische Untersuchungen dazu wurden unter anderem in den Nationalen Forschungsprogrammen 70 und 71 unternommen²⁹. Es zeigt sich, dass das Teilen eines gemeinsamen Interesses hier beflügelnd wirken kann. Auf diese Weise werden lokale, dezentrale Produktions-/Verbrauchsrisikoläufe geschlossen und Bürger*innen-Initiativen ange-regt³⁰. Somit könnte das Konzept des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) auch für die Sektorkopplung spannende Impulse liefern.

Im Zentrum wird die Frage stehen, wie sich diese Bedürfnisse koppeln lassen. Wie kann ein System mehrere Zwecke bedienen und diese monetär fair und sicher abgelten? Als Beispiel: Wie kann eine Netzteilnehmerin Wärme beziehen und dadurch ein anderer Netzteilnehmer Wärme einleiten (d. h. kühlen), während ein drittes Gebäude die notwendige Elektrizität lokal zur Verfügung stellt und bei Überschuss von einem vierten Angebot profitiert, das die Speicherung der Elektrizität übernimmt?

²⁵ Vgl. z. B. <https://www.fontavis.ch/de/news/detail/?nid=623>, Zugriff am 23.03.2021.

²⁶ Vgl. z. B. <https://www.wvz.ch/de/privatpersonen/energie/waerme-kaelte/projekte/circulago>, Zugriff am 23.03.2021.

²⁷ Vgl. z. B. http://www.bieag.ch/index.php?option=com_content&view=article&id=11&Itemid=111, Zugriff am 23.03.2021.

²⁸ Vgl. z. B. <https://agroenergie-schwyz.ch/unternehmen/portraet/>, Zugriff am 23.03.2021.

²⁹ Vgl. z. B. <https://www.nfp-energie.ch/de/key-themes/197/synthese/11/cards/92>, Zugriff am 23.03.2021.

³⁰ Vgl. z. B. <https://www.eg-luzern.ch/>, Zugriff am 23.03.2021.

6. Energienetze

6.1. Thermische Netze

6.1.1. Ausgangslage und Ziele

Thermische Netze³¹ tragen je nach Sektor zwischen 5 % und 8 % zur Deckung des Gesamtwärmebedarfs bei und liefern jährlich 6.0 TWh Endenergie [4], [61]. Der Grossteil der Wärme wird durch Abwärme von Kehrriechverbrennungsanlagen (KVA, 47 %) bereitgestellt sowie durch Biomasse (29 %, fast ausschliesslich Holz) [62]. Abwärme bzw. Umweltwärme in Verbindung mit Wärmepumpen tragen mit 17 % bei, wobei die Wärmequellen divers sind, z. B. See-, Grund-, Abwasser oder Erdsonden. Auf Erdgas entfallen die restlichen 7 %. Auch bei einer konservativen Abschätzung beträgt der erneuerbare Anteil der Thermischen Netze mehr als 50 %. Damit ist der erneuerbare Anteil der Fernwärme deutlich höher als der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch (24 %) [4].

Durch die vermehrte Einbindung von Thermischen Netzen kann also der Anteil der erneuerbaren Energie im Schweizer Energiesystem gesteigert werden. Wird bis zum Jahr 2050 der Ausbau von Thermischen Netzen vorangetrieben, können potentiell vier- bis sechsmal mehr Wärme durch Thermische Netze bereitgestellt werden als bisher [52], [63]. Unter der Annahme eines Faktors von fünf steigt die von Thermischen Netzen bereitgestellte Wärme von 6.0 TWh auf 30 TWh pro Jahr. Wird weiter angenommen, dass diese Wärme vollkommen erneuerbar ist, steigt der erneuerbare Anteil der Energiebilanz um 10 % an und erhöht sich von momentan 24 % auf 34 %. Wird der aktuelle Endenergieverbrauch durch Effizienzsteigerungen künftig reduziert, steigt der erneuerbare Anteil weiter an.

6.1.2. Annahmen und Resultate

Essentiell für den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien und industrieller Abwärme ist die Temperaturabsenkung von Thermischen Netzen bis unter 60 °C. Diese werden als Niedertemperaturnetze bezeichnet [64]. Niedertemperaturnetze reduzieren die thermischen Verluste und ermöglichen Kühlung, welche im Zuge des Klimawandels immer gefragter werden wird. Zahlreiche dezentralisierte Einspeisepunkte mit individuellen Temperaturanforderungen stellen die Planenden vor neue Herausforderungen.

Niedertemperaturnetze folgen zwar immer noch den gängigen physikalischen Gleichungen basierend auf Druck, Temperatur und Volumenstrom; die Ergebnisse sind jedoch neu zu beurteilen. Die Unterscheidung der Versorgungsleitungen in Vor- und Rücklauf ist nicht mehr zwingend, vielmehr kann das Leitungsnetz als Reservoir angesehen bzw. in Warm- und Kaltleiter unterteilt werden [65] (vgl. Abbildung 20 b, c). Netze mit dezentralen Förderpumpen sind anfällig für Kavitation. Ein variabler Anschluss des Expansionsgefässes mit einem neu entwickelten Ventil kann dieser Kavitationsgefahr vorbeugen und gleichzeitig den Absolutdruck im Netz senken [65].

Unterschiedliche Netztypen (vgl. Abbildung 20) unterscheiden sich im Stromverbrauch der Wärmepumpen und Förderpumpen nur um wenige Prozent [66], [67]. Damit erhalten Kriterien wie einfache Regelung, Resilienz und Investitionskosten immer mehr Gewicht [68]. Im Gegensatz zu Hochtemperaturnetzen gibt es bei Niedertemperaturnetzen keine allgemeingültigen Grundsätze. Jede Kombination von Lieferung, Bezug und Speicherung der thermischen Energie muss neu beurteilt werden und verlangt nach individuellen Lösungen. Die Erfahrungen der kommenden Jahre wird zeigen, welcher der dargestellten Netztypen sich mittelfristig durchsetzt.

³¹ Oftmals werden die Begriffe «Fernwärme» oder «Fernkälte» verwendet. Hier wird der allgemeinere Begriff «Thermische Netze» genutzt, der unabhängig vom Temperaturniveau des Betriebes ist.

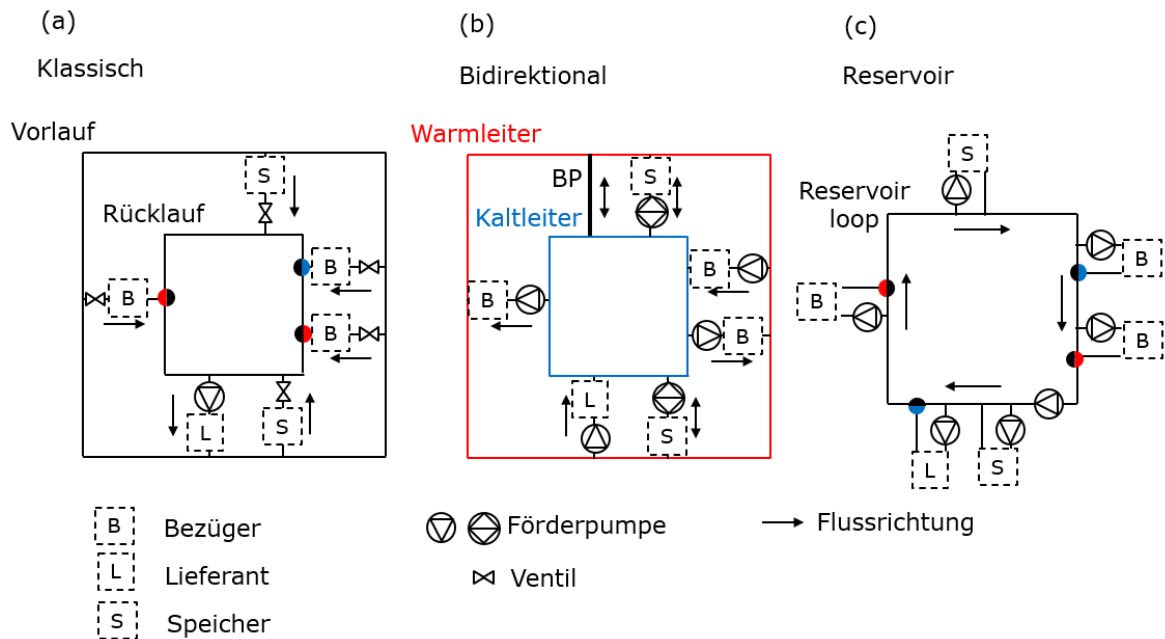


Abbildung 20 Vereinfachte Schemata: a, klassisches Netz. b, bidirektionales Netz und c, Reservoirnetz³².

6.1.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Um die Überlegungen zu Niedertemperaturnetzen in die Praxis zu überführen, Erfahrungen zu sammeln und offene Fragen zu identifizieren, ist ein enger Austausch von Wissenschaft, Planung und Netzbetrieb erforderlich. Dieser Austausch zwischen Forschung und Anwendung wird bestehende Richtlinien [69] weiter vertiefen und neue Erkenntnisse in Weiterbildungsangebote überführen. Wirtschaft und Behörden wird deshalb empfohlen, ihren Mitarbeitenden Weiterbildungen im Bereich Thermischer Netze zu gewähren. Der Politik wird empfohlen, den Austausch zwischen Forschung und Anwendung zu fördern. Eine Herausforderung Thermischer Netze bleibt die langfristige Bindung von Kapital, da sie als Infrastrukturbauten über eine längere Zeit amortisiert werden müssen (vgl. Kap. 5.3).

³² Um die Vergleichbarkeit mit dem Reservoirnetz zu ermöglichen, werden alle drei Netze in einer Ringstruktur dargestellt.

6.2. Gasnetz

6.2.1. Ausgangslage und Ziele

Bestehende Gasnetze befinden sich oftmals in unmittelbarer Nähe und damit in Konkurrenz zu den Bestrebungen, CO₂-arme Thermische Netze zu entwickeln. So zum Beispiel aktuell in Luzern. Damit stellt sich die Frage, wie mit den oftmals bereits amortisierten Infrastrukturprojekten weiter verfahren werden soll. Gewisse Städte haben sich bereits für den Rückbau entschieden, so zum Beispiel Zürich und Basel. Das Hauptproblem der Gasnetze ist aktuell, dass sie zumeist ausschliesslich mit fossilem Erdgas gespeisen werden. Neben Abhängigkeiten vom Ausland sind es vor allem die CO₂-Emissionen, welche den Netto-Null-Zielen widersprechen und eine Umstellung auf rein CO₂-freie Alternativen bedingen.

6.2.2. Annahmen und Resultate

Viele setzen hier auf Biogas. Die Resultate von BIOSWEET zeigen jedoch, dass das Biogaspotential nicht zur Deckung des Schweizer Gasbedarfs ausreichen (vgl. oben Kap. 4.1). Eine bislang unbeantwortete Frage betrifft die optimale Nutzung des CO₂-freien Gaspotentials (vgl. Vorwort von Dr. Walter Steinmann, Seite 5). Es werden deshalb grosse Anstrengungen unternommen, CO₂-freie synthetische Gase zu verwenden. Im Vordergrund steht oft Wasserstoff (H₂). Erst kürzlich hat die Europäische Union die Entwicklung eines 100 MW Elektrolyseurs im Rahmen des GreenDeal ausgeschrieben. Die Speicherung und Sicherheitsaspekte sind dabei immer noch Gegenstand der Forschung, vgl. z. B. «move» an der Empa³³. Weiter existieren Pilotanlagen zur Methanisierung (Umwandlung von H₂ und CO₂ zu Methan, CH₄). Ebenfalls Gegenstand von Diskussionen ist die chemische Umwandlung zu Ethanol.

Arbeiten im Kontext von FEEBD zeigen, dass die Nutzung von Power-to-Heat mit Wasserstoff (P2H₂) als Technologie für die «letzten Meile» zur Erreichung der Netto-Null-Ziele zum Einsatz kommt. Damit werden die letzten 5 %–10 % der CO₂-Emissionen eingespart. P2H₂ deckt damit in den notwendigsten Momenten 5 % des jährlichen Energiebedarfs [70], [71]. Die Untersuchungen zeigen, wie wichtig das Erfassen der Dynamiken und Unsicherheiten ist, um Kosten und CO₂-Emissionen von RDES zu optimieren. Werkzeuge dazu wurden bereits vorgestellt.

6.2.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Die Zukunft der Gasnetze ist angesichts der politischen Vorgaben für 2050 ungewiss. Ihre Anwendung im zukünftigen Energiesystem muss noch gefunden werden. Eine partielle Umstellung auf synthetisches Gas oder Biogas ist denkbar. Vor allem die Nutzung für WKK bei gleichzeitiger Verwertung der anfallenden Wärme mit Thermischen Netzen kann ein Ansatzpunkt sein. Die Umnutzung der Gasnetze zu anderen Zwecken könnte eine Möglichkeit bieten, um die getätigten Infrastrukturinvestitionen zu amortisieren.

³³ Online, <https://www.empa.ch/web/move/>, Zugriff am 24.03.2021.

6.3. Elektrische Verteilnetze

6.3.1. Ausgangslage und Ziele

Damit die Schweizer Energiestrategie erreicht wird, muss eine Reihe von Herausforderungen bewältigt werden. Eine der grossen Herausforderungen betrifft die Gewährleistung der Zuverlässigkeit und Stabilität der elektrischen Verteilnetze³⁴. Hier müssen neue erneuerbare Energiequellen in grossem Umfang integriert werden. Die durch erneuerbare Energietechnologien gewonnene Elektrizität ist von Natur aus volatil, d. h. grossen zeitlichen Schwankungen unterworfen. Sie wird zudem oft in kleinen und dezentral angeordneten Anlagen erzeugt und dabei teilweise lokal verbraucht.

Auch in einem zukünftigen Energiesystem müssen Netzbetreiber*innen Bedarf und Nachfrage in Einklang bringen. Das Angebot wird dabei stark vom Wetter abhängen. Weht Wind, scheint die Sonne, wie verhalten sich die Temperaturen und damit die Verbrauchsmuster? Neben der akkuraten Deckung des Bedarfs durch die Erzeugung muss die Elektrizität auch in einer ausreichenden «Qualität» bereitgestellt werden, mit einer Frequenz von 50 Hz. Dies erfordert eine massive Verbesserung der bestehenden elektrischen Verteilnetze und insbesondere die Verbesserung ihrer Überwachungs- und Steuermöglichkeiten. Zu diesem Zweck hat das Bundesamt für Energie (BFE) im Jahr 2015 die «Smart Grid Roadmap» veröffentlicht [72]. Diese definiert die Funktionalitäten, welche der elektrischen Infrastruktur hinzugefügt werden sollten, wie z. B. Kenntnisse zu allen aktiven Elementen des Netzes in Echtzeit.

Die Aufgabe von SCCER FURIES war es, die effiziente Integration erneuerbarer Energiequellen zu ermöglichen und gleichzeitig eine widerstandsfähige und nachhaltige elektrische Infrastruktur zu gewährleisten. FURIES adressierte die Herausforderungen der elektrischen Verteilnetze, indem es den Netzbetreiber*innen intelligenteren Planungs-, Überwachungs- und Betriebswerkzeuge zur Verfügung stellt. Zu diesem Zweck kamen Expert*innen und Vertreter*innen von Unternehmen aus der ganzen Schweiz zusammen. Die Zusammenarbeit wurde im Rahmen von konkreten Projekten verfolgt. Die grossen Pilot- und Demonstrationsprojekte von SCCER FURIES gehören damit zu den wichtigsten Aktivitäten. Sie stellen die Erfolgsgeschichte des Programms dar, insbesondere der «Romande Energie Demonstrator» und der «Arbon Demonstrator».

6.3.2. Annahmen und Resultate

Insgesamt hat dieser Ansatz zur Entwicklung zahlreicher innovativer Lösungen in allen Themenbereichen geführt und damit wesentlich zur Erreichung der Ziele beigetragen. Der «Romande Energie electric network in Local balance Demonstrator» (REeL Demo) ist das grösste Demonstrationsprojekt von FURIES und wurde vom BFE mitfinanziert. Der REeL Demo bündelte Wissen aus den SCCER FURIES, FEEBD und CREST im Rahmen einer Joint Activity. Beteiligt waren zehn akademische Gruppen, drei Umsetzungspartner*innen sowie die lokalen Behörden. Das Projekt zielte darauf ab, eine offene und permanente Plattform für den Test und die Validierung von Lösungen zur Überwachung, zum Betrieb und zur Steuerung zukünftiger, aktiver elektrischer Verteilnetze zu bieten. Insgesamt wurden drei Demonstrationsstandorte untersucht. Darunter mit der Stadt Rolle ein städtisches Gebiet, wo RDES-Lösungen hinsichtlich Kund*innenakzeptanz neuartiger Energieangebote validiert wurden. Ausserdem ein ländliches Gebiet in der Gegend von Aigle, wo fortschrittliche Vorhersage- und Überwachungslösungen getestet wurden, die eine optimale Steuerung von Energiespeichersystemen in Echtzeit versprechen. Zuletzt, eine Energiegemeinschaft in der Gemeinde Chapelle-sur-Moudon, wo verschiedene Lösungen zur Nachfragesteuerung angewendet wurden. Hierbei wurde die Interaktion zwischen der Netzbetreiberin und der Öffentlichkeit analysiert, welche in Bezug auf Smart-Grid-Technologien sensibilisiert wurde.

6.3.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Zwei der wichtigsten Ergebnisse der Aktivitäten von FURIES sind die Entwicklung von Empfehlungen für Marktteilnehmer*innen (siehe Tätigkeitsbericht 2017-2020 [73]) und für die regulierenden Behörden

³⁴ Weitere Informationen vgl. <https://www.epfl.ch/research/domains/sccer-furies/>, Zugriff am 08. April 2021.

(siehe Weissbuch zu regulatorischen Barrieren bei der Implementierung von Smart-Grid-Lösungen in der Schweiz [74]). Insgesamt können folgende Handlungsempfehlungen formuliert werden. Für die Umsetzung der Schweizer Energiestrategie und die vollständige Liberalisierung des Energiemarktes ist ein zusätzlicher Wissenstransfer vom Labor in den Markt erforderlich, insbesondere für Lösungen zur Netzüberwachung und -steuerung in Echtzeit. Es sind mehr Pilot- und Demonstrationsaktivitäten notwendig, um die technischen Lösungen zu beurteilen und mit den Bedürfnissen der Versorgungsunternehmen abzugleichen. Darüber hinaus sollte die Präsentation neuer Technologien dazu dienen, die Verantwortlichen der Versorgungsunternehmen zu «erziehen», damit die Existenz und Verfügbarkeit innovativer Entwicklungen nicht ignoriert werden. Dies erfordert neue Finanzierungsmodelle zur Unterstützung von Forschenden, hier können Förderagenturen mitwirken. Es bedingt aber auch Innovationsgeist bei den Marktakteur*innen, hier können Unternehmen mitwirken.

Das Schweizer Verteilnetz sollte gegen die reale Gefahr eines gleichzeitigen Ausfalls weniger, kritischer Verteilelemente gestärkt werden. Diese Szenarien können potentiell zu einer kritischen Unterbrechung der Elektrizitätsversorgung der Kund*innen führen. Auch die Platzierung von Gaskraftwerken und netznahen Batteriespeichern an Standorten bereits bzw. demnächst stillgelegter Kernkraftwerke könnte eine Option für eine nahtlose Energiewende darstellen.

Die Dekarbonisierung der Schweiz scheint in Reichweite: Die PV-Produktion kann verdoppelt und auf 40 TWh erhöht werden. Für die Umsetzung braucht es lediglich eine Steuerung der elektrischen Verbraucher – vor allem beim Laden von E-Mobilen, ferner vertikale PV-Flächen und eine Eindämmung der PV-Spitzen auf 50 %. Dies erfordert jedoch eine detaillierte Planung der lokalen elektrischen Infrastruktur. Daher empfiehlt FURIES:

- der **Politik**: Die Überarbeitung der Ziele für erneuerbare Energien in der Schweiz unter Berücksichtigung der jüngsten Preisentwicklung und der Forschungsergebnisse zu PV.
- den **Behörden**: Die Entwicklung eines evidenzbasierten Planungs- und Anreizsystems für den Einsatz von erneuerbaren Energietechnologien.
- den **Förderagenturen**: Die Aufrechterhaltung der Unterstützung für Forschungsaktivitäten, insbesondere für gross angelegte Demonstrations-Aktivitäten auf Systemebene, für Recycling-Lösungen von PV-Modulen und für neue Geschäftsmodelle zur Förderung von Technologien für erneuerbare Energien.

6.4. Speichertechnologien

6.4.1. Ausgangslage und Ziele

Für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 sind Speichertechnologien für Elektrizität, Wärme und Gas erforderlich, welche die zunehmenden Schwankungen in der Energieversorgung ausgleichen³⁵. Sie ermöglichen die kurz- und mittelfristige sowie saisonale Speicherung von Energie. Die dafür notwendigen Speichertechnologien haben sich als potentiell wirtschaftlich umsetzbar erwiesen, wie der Bericht von SCCER HaE zeigt [75]. Der Einsatz von Speichertechnologien erhöht die Energieeffizienz des gesamten Schweizer Energiesystems, verbessert seine Umweltverträglichkeit, ermöglicht die Integration von erneuerbaren Energien und reduziert sowohl lokale als auch globale Risiken. Zukünftig besonders wichtig werden saisonale Speichersysteme sein, weil sie fossile Brennstoffe ersetzen (sowohl beim Verkehr als auch für die Wärmeerzeugung im Winter). Aktuell behindert die Subventionierung fossiler Energieträger durch geopolitische Aktivitäten die Wettbewerbsfähigkeit der verfügbaren Speichertechnologien.

6.4.2. Annahmen und Resultate

Batterien, Druckluftspeicher, Pumpspeicher sowie Power-to-X-Systeme sind in der Lage, Energie über Stunden, Wochen oder Monate zu speichern. So kann ein Überangebot vom Tag für den Verbrauch in der Nacht oder ein Überangebot vom Sommer für den Verbrauch im Winter gespeichert werden. So leisten Speicher einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich von Verbrauchs- und Produktionsspitzen.

Insgesamt wird die Energieversorgung durch den Ausbau von Solar- und Windenergie immer mehr von Wetterbedingungen sowie von der Tages- und Jahreszeit abhängig. Dementsprechend steigt die Notwendigkeit, die Lücke zwischen Energieversorgung und Energieverbrauch mit Hilfe von Energiespeichern aller Art zu überbrücken. Ein Ansatz ist die Nutzung von Elektromobilen, deren Batterien tagsüber die Überschüsse von Solar- und Windenergie speichern, damit das Netz entlasten und nach Sonnenuntergang Elektrizität ins Netz einspeisen. Damit wird mittelfristig der Unterschied zwischen ortsfesten und mobilen Batterien ein entscheidender Faktor. Untersuchungen quantifizieren dazu den CO₂-Ausstoss der Produktion verschiedener Batteriesysteme (vgl. Abbildung 21).

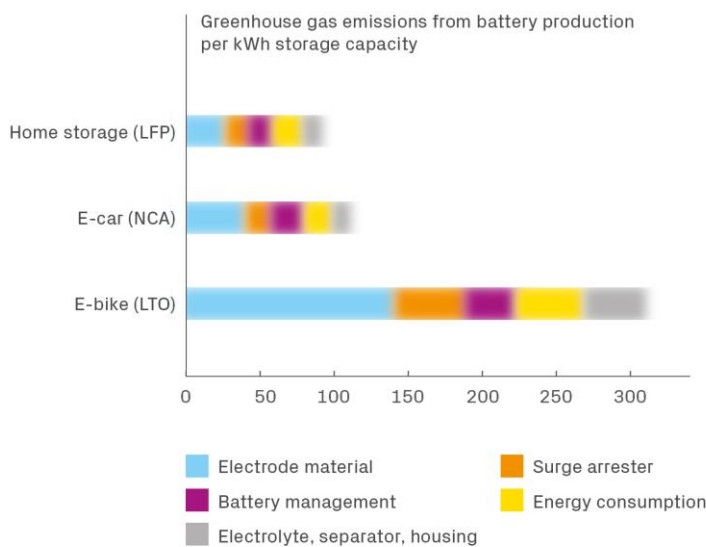


Abbildung 21 CO₂-Emissionen der Batterie-Produktion (LFP = FE-Phosphat, LTO = Li-Ti-Oxid, NCA = Ni-Co-Al) [75].

³⁵ Weitere Informationen vgl. <http://www.sccer-hae.ch/>, Zugriff am 08. April 2021.

Der Ausbau von Energiespeichersystemen bringt zugleich erhebliche Vorteile. Die Systeme schaffen die Voraussetzungen für die nachhaltige Nutzung von Energieressourcen, welche lokal und regional verfügbar sind. Sie sind damit ein Eckpfeiler in der Entwicklung von RDES. Besondere Bedeutung erlangen dabei Wärmespeicher. Diese Energiespeichersysteme werden mithelfen, die importierten, fossilen Energieträger zu reduzieren. In finanzieller Sicht verschiebt sich dabei der Schwerpunkt weg von den Betriebskosten hin zu den Investitionskosten. Eine neue Untersuchung analysiert die Sektorkopplung von Elektrizität und thermischer Energie [76]. Es zeigt sich, dass bei Mehrfamilienhäusern mit Photovoltaikanlagen der Autarkiegrad durch den Einsatz von thermischen Speichern signifikant erhöht wird. Die Mehrinvestition amortisiert sich unter heutigen Marktbedingungen bei geeigneter Wahl der thermischen Energiespeicher in kurzer Zeit.

6.4.3. Handlungsempfehlung und Anwendung

In der Regel kosten Kurzzeitspeicher weniger pro Energieeinheit als Langzeitspeicher. Die Investitionskosten für grosse Pumpspeichersysteme (mehr als 100 MW) liegen zum Beispiel zwischen CHF 1'000 und CHF 4'500 pro Kilowatt installierter Leistung. Die Kosten für Druckluftspeicher sind deutlich geringer und liegen bei CHF 220 bis CHF 1'100 pro Kilowatt bzw. bei CHF 200 bis 300 je Kilowattstunde Kapazität. Bei stationären Li-Ionen-Batterien liegt die Obergrenze bei etwa CHF 420 je Kilowatt bzw. CHF 1'400 je Kilowattstunde. Dabei wird erwartet, dass sich die Kosten für stationäre Li-Ionen-Batterien bis 2030 halbieren [77]. Speichersysteme auf der Basis der Power-to-Gas-to-Power-Technologie kosten zwischen CHF 1'000 bis 5'500 (Methan) bzw. etwa CHF 500 je Kilowatt (Wasserstoff) [78].

Es ist im Moment noch nicht klar, welche Geschäftsmodelle sich durchsetzen werden und wer die Kosten der Speichersysteme tragen wird. Momentan sind es vor allem Privatpersonen, welche Batterien oder Wärmespeicher im Gebäudebereich installieren, um ihre Energiekosten zu optimieren. Bei grösseren Wärmespeichern oder Druckluftspeichern werden andere Investitionsmodelle gefragt sein. Beispielsweise könnten Dienstleister*innen die gespeicherte Energie vermarkten oder damit fossile Spitzenlastdeckung vermindern. Dies wird durch eine Entwicklung unterstützt, bei der die Energie im Winter zu höheren Preisen gehandelt wird als im Sommer.

In der Schweiz würde die stationäre Zwischenspeicherung etwa zu einer Verdoppelung der CO₂-Belastung der Elektrizität führen [79]. Wird Elektrizität kurz- bis mittelfristig (d. h. für wenige Stunden) gespeichert, bieten Batterien die beste CO₂-Bilanz. Bei mittel- bis langfristiger Speicherung sollten andere Technologien zum Einsatz kommen: Druckluft- und Pumpspeicher sowie Power-to-X-Anlagen scheinen insbesondere dann geeignet, wenn grosse Energiemengen gespeichert werden sollen [78].

Ein nicht abschliessend zu beurteilendes Risiko stellt die Verwendung von seltenen Materialien für Speichertechnologien dar. Lithium, Kobalt oder Iridium sind nur in begrenzten Mengen verfügbar und deren Gewinnung und Verarbeitung ist potentiell mit Umweltbelastungen verbunden. Zudem existieren geopolitische Risiken aufgrund der geringen Anzahl von Standorten für den Abbau dieser Materialien. Weitere Untersuchungen zum Beitrag von thermischen Speichern in der Sektorkopplung können Wege aufzeigen, dieses Risiko durch den Einsatz bekannter, ausgereifter sensibler oder latenter Wärmespeicherung zu verringern. Insbesondere der Einfluss des Klimawandels und ein erhöhter Kühlbedarf erhöht die Attraktivität der saisonalen Wärmespeicherung unter Berücksichtigung von «Freecooling» und «Geocooling» [80].

7. Sozioökonomische Einflüsse

7.1. Stakeholder-Analysen

7.1.1. Ausgangslage und Ziele

Aufgrund der langen Projekt- und Lebensdauer und der Einzigartigkeit grosser Bauvorhaben, stellte die Arbeit von Projektteams schon immer eine grosse Herausforderung dar [81]. Deshalb können im Rahmen dieses Handbuches keine Rezepte angeboten werden, vielmehr werden Prozesse aufgezeigt und Instrumente zur Bewältigung der Komplexität angeboten³⁶. Denn die vielfältigen Herausforderungen bei der Planung und dem Betrieb von RDES verhindern oder verlangsamen die erfolgreiche Umsetzung und Diffusion in der Schweiz. Dies betrifft insbesondere die direkt im Projekt Involvierten (z. B. Investor*innen, Bauträgerschaften, Bauunternehmen, Gebäudetechnikplaner*innen, Architekt*innen, Facility Management). Gleichzeitig trifft dies aber auch die indirekt an der Planung und dem Betrieb von RDES Involvierten (z. B. Zulieferung von Materialien und Komponenten, Technologieentwicklung, Behörden). Herausforderungen stellen sich insbesondere in zweierlei Form. Einerseits sind RDES technologisch komplex, da es für ihre erfolgreiche Umsetzung neue und innovative Technologien braucht. Dies betrifft eine breite Palette von Materialien, Bautechnologien und Gebäudetechnik bis hin zu digitalen Technologien, die im gesamten Lebenszyklus eines RDES Anwendungen finden [82]. Andererseits sehen sich Projektteams mit einer erhöhten Zielkomplexität konfrontiert, weil zwar oftmals die Vision bei der Projektierung von RDES vorhanden ist, nicht aber die konkrete zukünftige Nutzung [83].

Das Ziel der Forschung zu den Hauptakteur*innen von RDES bestand insbesondere darin, die Herausforderungen von Projektteams im Rahmen der Planung und beim Betrieb besser zu verstehen. Daraus sollten u. a. Empfehlungen zum Projektmanagement abgeleitet werden, welche die Realisierung zukünftiger RDES in der Schweiz erleichtern und beschleunigen. Dazu wurde insbesondere die Projektarbeit bei der Planung der wichtigsten, ambitionsesten und innovativsten Vorhaben in der Schweiz vergleichend analysiert. Ausserdem wurden die Nutzung von RDES im globalen Kontext und die Herausforderungen an Projektteams bei der energetischen Optimierung im Rahmen einer Fallstudienanalyse betrachtet.

7.1.2. Annahmen und Resultate

Zusammenfassend zeigen die Studien drei übergeordnete Resultate. Erstens: Um zu vermeiden, dass die erhöhte Zielkomplexität bei der Realisierung von RDES hinderlich ist, bedarf es eines gemeinsamen und geteilten Grundverständnisses zur Vision zwischen allen Projektbeteiligten. Ein solch gemeinsames und geteiltes Verständnis garantiert zwar nicht eine erfolgreiche Realisierung, ist aber eine unabdingbare Bedingung für Projektteams, um mit den Herausforderungen erfolgreich umzugehen.

Zweitens: Im Vergleich zu konventionellen Grossprojekten verändern sich die Rollen der Beteiligten, inkl. ihrer Aktivitäten, Kompetenzen und Verantwortlichkeiten. Es wurden insbesondere zwei Formen veränderter Rollen beobachtet. Einerseits brauchen Projektteams zusätzliche Fachkompetenzen (z. B. Umgang mit digitalen Technologien, mit innovativen Bautechnologien oder beim Energiemonitoring). Andererseits haben Projektteams einen deutlich erhöhten Koordinationsbedarf, da nur die gemeinsame Nutzung der Kompetenzen aller Beteiligten die Realisierung von RDES ermöglicht. Der Koordinationsaufwand wird in vielen Projektteams entweder ignoriert oder zumindest unterschätzt, so dass der Bedarf in vielen Fällen erst relativ spät ent- und gedeckt wird. Hier bieten sich zwei Modelle an: Eine explizite Koordinationsstelle («System Integrator», «System Orchestrator») oder eine verteilte Koordination («distributed coordination»). Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des Projektteams ist in beiden Fällen aber eine hohe Schnittstellenkompetenz aller Beteiligten [84].

Drittens: Es ergibt sich eine notwendige Veränderung in den Arbeitsprozessen von Projektteams, weg von einer linearen und hin zu einer ganzheitlich vernetzten Betrachtung. Insbesondere die Fragmentierung der Branche, sowohl horizontal (innerhalb einer Projektphase) als auch vertikal (über die Pro-

³⁶ Dank Digitalisierung können heute zudem integrale Prozesse effektiv umgesetzt werden, welche früher fast nicht fassbar waren.

jektphasen hinaus) stellt ein grosses Hindernis bei der erfolgreichen Realisierung von RDES dar. Die oben erwähnte Schnittstellenkompetenz erleichtert hierbei insbesondere die Überwindung der horizontalen Fragmentierung. Bei der Überwindung der vertikalen Fragmentierung bedarf es einer frühzeitigen Berücksichtigung der zukünftigen Nutzung des RDES.

7.1.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Auf Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse lassen sich folgende Handlungsempfehlungen ableiten: Um viele der Herausforderungen zu adressieren, sollte kein Aufwand bei der Auswahl der Projektpartner*innen gescheut werden. Wichtige Auswahlkriterien sind hier neben der fachlichen Kompetenz (die unabdingbar ist) auch besonders das Verständnis für und die Akzeptanz der Vision sowie ein hohes Mass an Koordinationsfähigkeit. Im Zweifelsfall empfiehlt es sich, etwas weniger Wert auf die Fachkompetenz und mehr Wert auf motivierte und teamfähige Projektpartner*innen zu legen.

Im Weiteren ist die Teamfähigkeit für den erhöhten Koordinationsbedarf zentral. Deshalb soll die Koordinationsrolle explizit ausgewiesen werden. Dies kann sowohl zentral als auch dezentral erfolgen. Die Rolle sollte bewusst und mit ausreichend Ressourcen versorgt sein. In diesem Zusammenhang ist es zudem wichtig, dass auch die Hauptverantwortlichen (Investoren*innen, Eigentümer*innen) sich mehr Kompetenzen aneignen.

Zuletzt empfiehlt es sich, das Facility Management früh in der Planungsphase als operativ hauptverantwortliche Stelle für die Nutzungsphase einzubeziehen. Hierdurch wird insbesondere die vertikale Fragmentierung überwunden und Projektteams erhalten die Möglichkeit, verschiedene Alternativen der zukünftigen Nutzung des RDES bereits in der Planung zu berücksichtigen.

7.2. Geschäftsmodelle

7.2.1. Ausgangslage und Ziele

Passende Geschäftsmodelle sind der Schlüssel zur Skalierung von RDES. Die neuen Marktchancen müssen dazu ausgenutzt werden. Technologische Entwicklungen wie die Digitalisierung und die Elektromobilität, stark sinkende Kosten von neuen erneuerbaren Energien sowie die zunehmende Marktöffnung schaffen einerseits Opportunitäten, aber auch Handlungsdruck. Für die technische Planung bestehen bereits dezidierte Computermodelle und Hilfsmittel. Für die passenden Geschäftsmodelle wurden durch FEEBD spezifische, anwenderfreundliche Werkzeuge und Methoden entwickelt [85], [86].

Das Ziel ist es, dass neue Geschäftsmodelle schneller und effektiver entwickelt werden. Mittels eines intuitiven Dashboards können bestehende Geschäftsmodelle der Energie-, Immobilien- und anderer Branchen analysiert werden³⁷. Denn die strukturierte Analyse von bestehenden Geschäftsmodellen beschleunigt die Innovation neuer Geschäftsmodelle und ergänzt Erfahrungswerte [87]. Dadurch wird sichtbar, ob ein bestimmtes Geschäftsmodell bereits in der Vergangenheit in einer anderen Branche oder einem anderen geographischen Raum verwendet wurde. Indem die Geschäftsmodelle in einzelne Komponenten zerlegt werden, können neue Geschäftsmodelle analog eines Lego-Baukastens zusammengesetzt werden. Gleichzeitig bleibt stets der Ursprung der einzelnen Bausteine sichtbar.

7.2.2. Annahmen und Resultate

Geschäftsmodell-Innovation kann auf einer empirischen Grundlage aufbauen und so signifikant beschleunigt werden. Einerseits sind wichtige Elemente der allermeisten Geschäftsmodelle öffentlich einsehbar. Andererseits lassen sich die meisten Elemente zu 28 Codes zuordnen. Von 239 Geschäftsmodellen konnten auf diese Weise Nutzwertversprechen, Kanal, Kund*innengruppe, Ertragsstrom und Rechnungsmodell kategorisiert werden (vgl. Abbildung 22).

Ein Blick in die Telekom- und Autoindustrie zeigt, dass bei Angeboten, welche finanzielle Einsparungen versprechen, häufiger als in der Energiebranche Online-Kanäle oder physische Geschäfte zum Zug kommen. Online-Kanäle sind beispielsweise ein Weg, um bei grossen Skalen die Kosten zu senken, was insbesondere bei jenen Angeboten wichtig ist, welche sich über die Kosten abheben. Mit solchen Quer-Vergleichen über die Zeit und Branchen lässt sich der Weg der Geschäftsmodell-Innovation abkürzen.

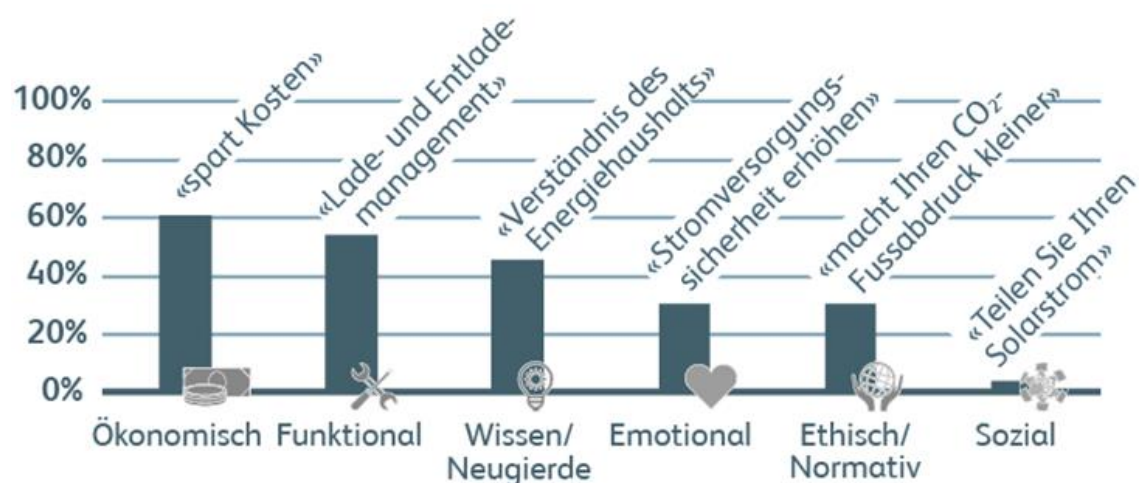


Abbildung 22 Häufigkeit der Nutzwertversprechen von 80 verglichenen Angeboten zur Optimierung von Eigenstrom.

³⁷ Das im Rahmen von FEEBD entwickelte R-Shiny Dashboard sowie das Excel-Tool sind verfügbar bei christoph.imboden@hslu.ch.

7.2.3. Handlungsempfehlungen und Anwendung

Da sich der Energiemarkt in einer radikalen und andauernden Umbruchsphase befindet, sind laufend Anpassungen der Geschäftsmodelle notwendig. Wir empfehlen deshalb, die erfahrungsgeleitete Herangehensweise an Geschäftsmodell-Innovation mit einem strukturierten Verfahren zu ergänzen.

In der Anwendung der Analyse-Methodik auf Angebote zur Optimierung von Eigenstrom-Konsum zeigt sich, dass ökonomische und funktionale Versprechen öfter bedient werden als ethisch/normative oder soziale Argumentationslinien (vgl. oben Abbildung 22). Analysiert man die Angebote im Detail, zeigt sich, dass neuere Angebote für RDES eher deren wirtschaftlichen Nutzen für die Konsument*innen in den Vordergrund rücken (vgl. Abbildung 23). Gleichzeitig wird verstärkt auf Online-Verkaufskanäle in Kombination mit physischen Verkaufsstellen («Show-Rooms») gesetzt. Dies ergibt neue Geschäftsmodelle und entsprechend können weitere Kundensegmente oder Ertragsmodelle in Betracht gezogen werden, wie z. B. ein Lizenzmodell und eine Abo mit periodischer Fakturierung (vgl. Abbildung 23). Zur notwendigen Anpassung des Geschäftsmodells lohnt sich deshalb ein analytisch fundierter Blick in andere Märkte und auf andere Marktteilnehmer*innen. Die vorgelegten Arbeiten und entwickelten Werkzeuge befähigen die Marktteilnehmer*innen dazu.

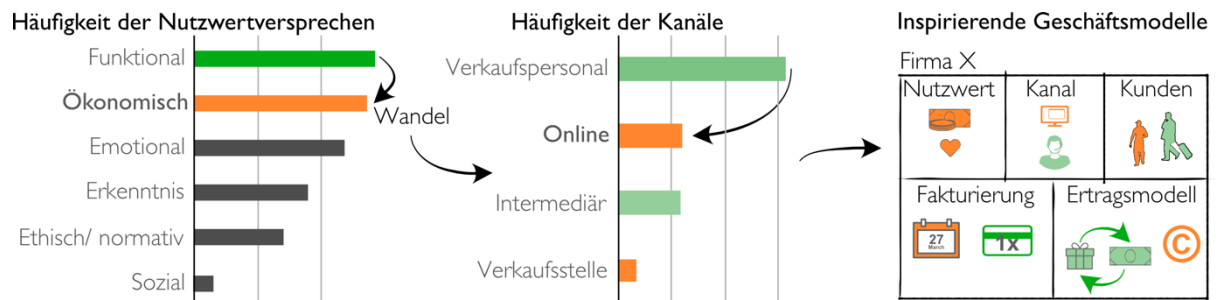


Abbildung 23: Illustration des systematischen Vorgehens zur Geschäftsmodell-Innovation.

7.3. Einordnung der Resultate

Die folgenden Handlungsempfehlungen richten sich an die Politik, die Behörden und an die Wirtschaft. Dezentrale Energiesysteme können einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gebäudeparks beitragen, indem die **lokale erneuerbare Energienutzung** durch deren **gemeinsame Nutzung** und **Verwertung der Flexibilität** eingebunden werden. Für die jeweiligen Anspruchsgruppen werden die Handlungsempfehlungen entsprechend dieser Faktoren gegliedert.

7.3.1. Politik

Die Vielfalt der lokal verfügbaren erneuerbaren Energiepotentiale wie Erdwärme, Oberflächenwasser, Kläranlagen und Solareinstrahlung ermöglicht, dass auf fossile Energieträger für Heizung und Kühlung verzichtet werden kann. Zudem kann der Einsatz von Solarzellen verbindlich vorgeschrieben werden, da das energetische Potential und die Gestaltungsvielfalt für solare Energiegewinnung an Gebäudehüllen nachgewiesen wurden. Ein optimaler Mix von Instrumenten – z. B. Subventionen, Lenkungsabgaben – unterstützt eine beschleunigte Umsetzung lokaler erneuerbarer Energien.

Handlungsempfehlungen an die Politik betreffend lokaler erneuerbarer Energienutzung:

- Fossile Brennstoffe für Komfortheizung und -kühlung verbieten.
- Solarzellen auf Dach und an der Fassade verpflichtend machen.
- Investitionen in und Anschlüsse an erneuerbare Energiesysteme für Gebäudeeigentümer*innen subventionieren.

Die gemeinsame Nutzung lokaler Energiequellen erfordert eine Energieinfrastruktur auf Quartiersebene. Um dies zu ermöglichen, sind Regelungen zur Nutzung des öffentlichen Raums und der Infrastruktur für die Energieverteilung (z. B. Wärmenetze) und Wärmespeicherung erforderlich. Die rechtliche Grundlage für die Bündelung des Eigenverbrauchs auf alle erneuerbaren Energieträger sind grundlegend, um z. B. Fernwärme ab einer bestimmten Energiebedarfsintensität durch ein entsprechendes Temperaturniveau verpflichtend zu machen.

Handlungsempfehlungen an die Politik betreffend gemeinsame Nutzung:

- Rechtsgrundlage für Pooling des Eigenverbrauchs auf alle erneuerbaren Energieträger (Strom, Wärme und Gas) ausweiten.
- Rechtsgrundlage für die Priorisierung verschiedener Temperaturniveaus schaffen (Qualität der Wärme).
- Fernwärme ab einer bestimmten Energieverbrauchsintensität verpflichtend machen.
- Nutzung von öffentlichem Raum und öffentlicher Infrastruktur für Energieverteilung und -speicherung regeln (ermöglichen).

Die für die Nutzung von Flexibilität benötigte Infrastruktur (z. B. Microgrids und Energiespeicher) erfordert eine detailliertere Rechtsgrundlage für deren Bau, Betrieb und mögliche Anbindung an übergeordnete Netze. Die Verpflichtungen und Haftungen zur Anwendung von Nachfragesteuerung erfordern ebenfalls eine detailliertere Rechtsgrundlage, um diese Daten nutzen zu können. Die Politik sollte eine vorgeschriebene Nutzung von Flexibilität auf der Nachfrageseite, wie Automatisierung oder Speicherung, in Betracht ziehen.

Handlungsempfehlungen an die Politik betreffend Verwertung der Flexibilität:

- Erweitern der rechtlichen Grundlagen, um die Nutzung lokaler Flexibilität zu erleichtern (Microgrids, Nachfragesteuerung, Unterstützung von Energiespeichern usw.).
- Vorschreiben der Nutzung von Flexibilität auf der Nachfrageseite.

Die Politik ist in erster Linie gefordert, die gesetzlichen Grundlagen und Regelungen für eine breite, Sektor-übergreifende Nutzung von Energiedaten und deren weiteren Anwendungen zu schaffen. Dadurch wird das Pooling/Sharing von erneuerbare Energietechnologien mit dem Energieverbrauch (einschliesslich der Regelung des öffentlichen Raums mit seiner Infrastruktur) und die Nutzung lokaler Flexibilität ermöglicht. Der Anteil erneuerbarer Energie in Quartieren kann so durch die gesetzlichen Grundlagen und Regelungen erhöht werden. Dieser Anteil kann durch das Verbot fossiler Brennstoffe

für Komfortheizung und -kühlung und durch die Verpflichtung zur Bereitstellung von Flexibilität gesteigert werden. Zudem kann ein Mindestanteil an Solarenergie auf Gebäudefassaden und -dächern sowie der Anschluss an Wärmenetze (bei genügend hoher Energiebedarfsintensität) vorgeschrieben werden. Subventionen oder Lenkungsabgaben für die Nutzung erneuerbarer Energien und energetische Renovierungen können die Transformation hin zu einem Gebäudepark mit Netto-Null Treibhausgasemissionen weiter vorantreiben.

7.3.2. Behörden

Ein verbindlicher Masterplan steuert die angemessene Nutzung und Verteilung der lokalen erneuerbaren Energien. Die Integration lokaler erneuerbarer Energien erfordert einfach zu bedienende Systeme mit Standardanschlüssen. Zudem ermöglichen umfassende Genehmigungsverfahren und Standards für den Einsatz lokaler erneuerbarer Energien eine kosteneffiziente Maximierung des Anteils lokaler erneuerbarer Energien.

Handlungsempfehlungen an die Behörden betreffend lokaler erneuerbarer Energienutzung:

- Entwicklung eines verbindlichen Masterplans für die nachhaltige Nutzung lokaler erneuerbarer Energien.
- Einführung von umfassenden Genehmigungsverfahren und Standards für die Nutzung lokaler erneuerbarer Energien.

Die gemeinsame Nutzung lokaler Energiepotentiale und der Flexibilität erfordert einen verbindlichen Masterplan für die öffentliche Energieinfrastruktur. Darauf aufbauend können Anreize für die gemeinsame Nutzung geschaffen werden.

Handlungsempfehlungen an die Behörden betreffend gemeinsame Nutzung:

- Entwicklung eines verbindlichen Masterplan für den Ausbau der öffentlichen Energieinfrastruktur.
- Schaffung von Anreizen zur gemeinsamen Nutzung.

Die Behörden sollten die Beteiligung der Bewohner*innen an der Nutzung von Flexibilitäten fördern, indem sie Anreize schaffen. Der positive Effekt von Flexibilitäten in einem dezentralen Energiesystem kommt nur dann zum Tragen, wenn sich möglichst viele Menschen beteiligen.

Handlungsempfehlungen an die Behörden betreffend Verwertung der Flexibilität:

- Schaffen von Anreizen (Bonus) oder Marktplätzen, um die lokale Flexibilität zu nutzen.

Die Behörden sind in erster Linie gefordert in der Entwicklung von Masterplänen, welche die lokalen erneuerbaren Energiequellen auf Gemeindeebene sowie die öffentlichen Energieinfrastrukturen für die Versorgung, Speicherung und Verteilung berücksichtigen. Ein schlankes, digitales Genehmigungsverfahren sowie Standards zur Integration erneuerbarer Energien in Gebäuden und Quartieren werden die Transformation zu einem treibhausgasfreien Gebäudepark erleichtern.

7.3.3. Wirtschaft

Die höhere Komplexität bei der Integration lokaler erneuerbarer Energien erfordert Gestaltungsrichtlinien und einfach zu bedienende Systeme mit Standardanschlüssen.

Handlungsempfehlungen an die Wirtschaft betreffend lokaler erneuerbarer Energienutzung:

- Entwicklung von einfach zu bedienenden Systemen und Produkten sowie Standardverbindungen/-modulen für die Nutzung lokaler erneuerbarer Energien.
- Entwicklung und Anwendung von Gestaltungsrichtlinien.

Die gemeinsame Nutzung lokaler Energiequellen erfordert eine Energieinfrastruktur auf Quartiersebene. Die Forschungsergebnisse zeigen die technisch-wirtschaftlichen Potentiale auf und liefern die Informationen, um ganzheitliche technische Konzepte für eine gemeinsame Infrastruktur zu entwickeln. Neue Geschäftsmodelle zur gemeinsamen Nutzung von Technologien und Infrastruktur erleichtern die Umsetzung dieser Konzepte und damit die Nutzung lokaler erneuerbarer Energien.

Handlungsempfehlungen an die Wirtschaft betreffend gemeinsame Nutzung:

- Entwicklung ganzheitlicher technischer Konzepte zur Maximierung der lokalen Energienutzung bzw. Minimierung der importierten Energie.
- Entwicklung von Geschäftsmodellen zur gemeinsamen Nutzung von Technologien und Infrastrukturen, um wirtschaftlich attraktive Lösungen zu erreichen.

Die gesetzlichen Grundlagen und Anreize zur Nutzung der Flexibilität ermöglichen die Entwicklung von geeigneten Geschäftsmodellen mit zugrundeliegenden Energiekonzepten zur flexiblen Abstimmung von Energieangebot und -nachfrage. Das Zusammenwirken von Politik, Behörden und Wirtschaft ist daher entscheidend, um ein hohes Mass an nutzbarer Flexibilität zu erreichen und damit die Nutzung lokaler erneuerbarer Energiequellen zu maximieren.

Handlungsempfehlungen an die Wirtschaft betreffend Verwertung der Flexibilität:

- Möglichkeiten zur Bereitstellung und Nutzung von Flexibilität im Interesse des Gesamtsystems für Energieversorgungskonzepte prüfen.
- Geschäftsmodelle zur Monetarisierung von Flexibilität entwickeln.

Die Empfehlungen für die Wirtschaft gehen in die folgenden drei Richtungen: Es werden Produktentwicklungen für einfach zu bedienende Systeme und Standardanschlüsse benötigt, um erneuerbare Energietechnologien in Gebäude- und Quartierssysteme zu integrieren. Planer*innen müssen ganzheitliche Konzepte entwickeln, um die lokale Nutzung erneuerbarer Energien in Quartieren und Gemeinden zu maximieren. Es wird empfohlen, dass sie in ihren Energieversorgungskonzepten Optionen zur Bereitstellung und Nutzung von Flexibilitäten einbeziehen. Planungsrichtlinien sollten generell die Nutzung von Energiedaten über den gesamten Lebenszyklus eines Gebäudes berücksichtigen. Die Entwicklung von Geschäftsmodellen für gemeinsam genutzte Technologien und Infrastruktur sowie für die Nutzung von Flexibilitäten ermöglichen neue Geschäftsoportunitäten.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass Gebäude, die sich in der Regel in Privatbesitz befinden, Teil des Energiesystems werden. In diesem Zusammenhang müssen die Energieflüsse und Informationen über eine geeignete Infrastruktur ausgetauscht werden. Die verbindende Infrastruktur befindet sich in öffentlichem Besitz bzw. ist im öffentlichen Raum installiert. Ein integriertes Energieversorgungssystem, das einen CO₂-freien und wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht, wird damit zu einer privat-öffentlichen Aufgabe, wie es die Wasser-, Abwasser- und Strasseninfrastruktur bereits ist [2]. Die öffentliche Hand bzw. ihre Energieversorger*innen sollten eine Vorreiterrolle im Bereich einer ganzheitlichen Energieinfrastruktur einnehmen, um die gemeinsamen Güter öffentlicher Raum und erneuerbare Ressourcen nachhaltig und fair zu bewirtschaften. Eine klare Aufgabenteilung zwischen öffentlichem und privatem Sektor ist notwendig, um alle Akteure in die Transformation des Energiesystems einzubinden.

8. Glossar

- **CO₂-Emissionen** Unter «CO₂-Emissionen» werden stets die «äquivalenten CO₂-Emissionen» verstanden (kg_{CO₂_eq}).
- **FEEBD** steht für «Future Energy Efficient Buildings & Districts», also zukünftige, energieeffiziente Gebäude und Areale
- **PV** steht für «Photovoltaik», das heisst die Umwandlung von Sonnenenergie in Elektrizität.
- **RDES** steht für «erneuerbare (englisch: Renewable) Dezentrale EnergieSysteme».
- **WKK** steht für «Wärme-Kraft-Kopplung», das heisst die gleichzeitige Produktion von thermischer und elektrischer Energie.
- **ZEV** steht für «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» mit dem Ziel, die selbst produzierte Elektrizität möglichst lokal zu verwenden.

9. Literaturverzeichnis

- [1] „SIA 2040 Effizienzpfad Energie“. Schweizer Ingenieur- und Architektenverein, 2017.
- [2] M. Sulzer, Hrsg., „White Paper SCCER FEEBD – Paradigm shifts for the Swiss building sector to shape the future energy system“. Empa (Leading House), Aug. 2020. Zugriffen: März 08, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sccer-feebe.ch/wp-content/uploads/SCCER-FEEBD-White-paper-August-2020.pdf>
- [3] „Räumliche Energieplanung – Werkzeuge für eine zukunftstaugliche Wärme- und Kälteversorgung (Information für kommunale Behörden und Fachpersonen)“. EnergieSchweiz für Gemeinden, Sep. 2020. Zugriffen: März 08, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.local-energy.swiss/dam/jcr:316c4621-773e-4fb3-9c53-316750320396/Werkzeugkoffer_Energieplanung_Beiblatt_DE.pdf
- [4] BFE, *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019*. Bundesamt für Energie BFE, 2020.
- [5] S. Yilmaz, D. Majcen, M. Heidari, J. Mahmoodi, T. Brosch, und M. K. Patel, „Analysis of the impact of energy efficiency labelling and potential changes on electricity demand reduction of white goods using a stock model: The case of Switzerland“, *Applied Energy*, Bd. 239, S. 117–132, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.137.
- [6] S. Yilmaz, A. Rinaldi, und M. K. Patel, „DSM interactions: What is the impact of appliance energy efficiency measures on the demand response (peak load management)?“, *Energy Policy*, Bd. 139, S. 111323, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111323.
- [7] A. Rinaldi, M. C. Soini, M. K. Patel, und D. Parra, „Optimised allocation of PV and storage capacity among different consumer types and urban settings: A prospective analysis for Switzerland“, *Journal of Cleaner Production*, Bd. 259, S. 120762, Juni 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120762.
- [8] S. Schneider, P. Hollmüller, J. Chambers, und M. Patel, „A Heat Demand Load Curve Model of the Swiss National Territory“, *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Bd. 290, S. 012107, Juni 2019, doi: 10.1088/1755-1315/290/1/012107.
- [9] X. Li, S. Yilmaz, und M. K. Patel, „A Monte Carlo building stock model of space cooling demand in the Swiss service sector under climate change“, *Energy and Buildings*, in press 2021.
- [10] D. Wang, J. Landolt, G. Mavromatidis, K. Orehounig, und J. Carmeliet, „CESAR: A bottom-up building stock modelling tool for Switzerland to address sustainable energy transformation strategies“, *Energy and Buildings*, Bd. 169, S. 9–26, Juni 2018, doi: 10.1016/j.enbuild.2018.03.020.
- [11] K. N. Streicher, S. Schneider, und M. K. Patel, „Estimation of load curves for large-scale district heating networks“, *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, Bd. 588, S. 052032, Nov. 2020, doi: 10.1088/1755-1315/588/5/052032.
- [12] K. N. Streicher, „Cost-effective energy retrofit at national building stock level : Data-driven archetype modelling of the techno-economic energy efficiency potential in the Swiss residential sector“, 2020, doi: 10.13097/ARCHIVE-OUVERTE/UNIGE:148611.
- [13] P. Murray, J. Marquant, M. Niffeler, G. Mavromatidis, und K. Orehounig, „Optimal transformation strategies for buildings, neighbourhoods and districts to reach CO2 emission reduction targets“, *Energy and Buildings*, Bd. 207, S. 109569, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.109569.
- [14] B. Girod, T. Stucki, und M. Woerter, „How do policies for efficient energy use in the household sector induce energy-efficiency innovation? An evaluation of European countries“, *Energy Policy*, Bd. 103, Nr. January, S. 223–237, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.12.054.
- [15] F. Nägele, T. Kasper, und B. Girod, „Turning up the heat on obsolete thermostats: A simulation-based comparison of intelligent control approaches for residential heating systems“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 75, Nr. November 2016, S. 1254–1268, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.112.
- [16] B. Girod, S. Mayer, und F. Nägele, „Economic versus belief-based models: Shedding light on the adoption of novel green technologies“, *Energy Policy*, Bd. 101, Nr. May 2016, S. 415–426, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.09.065.

- [17] T. Lang, E. Gloerfeld, und B. Girod, „Don't just follow the sun - A global assessment of economic performance for residential building photovoltaics“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 42, S. 932–951, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.077.
- [18] J. Ossenbrink, „How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms“, *Energy Policy*, Bd. 108, Nr. May, S. 239–255, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.05.030.
- [19] M. Schwarz, J. Ossenbrink, C. Knoeri, und V. H. Hoffmann, „Addressing integration challenges of high shares of residential solar photovoltaics with battery storage and smart policy designs“, *Environmental Research Letters*, Bd. 14, Nr. 7, 2019, doi: 10.1088/1748-9326/aaf934.
- [20] M. Schwarz, Q. Auzepy, und C. Knoeri, „Can electricity pricing leverage electric vehicles and battery storage to integrate high shares of solar photovoltaics?“, *Applied Energy*, Bd. 277, Nr. July, S. 115548, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115548.
- [21] O. Thees, V. Burg, M. Erni, G. Bownman, und R. Lemm, „Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung – Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET“. Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL, Juni 30, 2017. Zugegriffen: März 08, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dora.lib4ri.ch/wsl/islandora/object/wsl%3A13277/datastream/PDF/view>
- [22] M. Erni u. a., „Current (2020) and Long-Term (2035 and 2050) Sustainable Potentials of Wood Fuel in Switzerland“, *Sustainability*, Bd. 12, Nr. 22, S. 9749, Nov. 2020, doi: 10.3390/su12229749.
- [23] O. Thees, M. Erni, R. Lemm, G. Stadelmann, und E. K. Zenner, „Future potentials of sustainable wood fuel from forests in Switzerland“, *Biomass and Bioenergy*, Bd. 141, S. 105647, Okt. 2020, doi: 10.1016/j.biombioe.2020.105647.
- [24] „Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll – 2. Verpflichtungsperiode (2013–2020)“. Bundesamt für Umwelt – Abteilung Klima, Juli 2020. Zugegriffen: März 08, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO2_Statistik.pdf.download.pdf/CO2_Publikation_de_2020-07.pdf
- [25] R. Wagner und T. Weisskopf, „Erdsondenpotenzial in der Stadt Zürich“. Stadt Zürich -- Amt für Hochbauten, Mai 2014. Zugegriffen: März 25, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/stzh/hbd/Deutsch/Hochbau/Weitere%20Dokumente/Bauen-2000-Watt/Grundlagen-Studienergebnisse/EGT/2014/2014-05-Erdsondenpotenzial-Schlussbericht.pdf>
- [26] D. Assouline, „Machine Learning and Geographic Information Systems for large-scale mapping of renewable energy potential“, 2019, doi: 10.5075/EPFL-THESIS-9376.
- [27] A. Walch u. a., „Shallow Geothermal Energy Potential for Heating and Cooling of Buildings with Regeneration under Climate Change Scenarios“, *Energy*, submitted 2020.
- [28] A. Walch, N. Mohajeri, A. Gudmundsson, und J.-L. Scartezzini, „Quantifying the technical geothermal potential from shallow borehole heat exchangers at regional scale“, *Renewable Energy*, Bd. 165, S. 369–380, März 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.11.019.
- [29] „SIA 384/6 Erdwärmesonden“. Schweizer Ingenieur- und Architektenverein, 2010.
- [30] D. Assouline, N. Mohajeri, und J.-L. Scartezzini, „Large-scale rooftop solar photovoltaic technical potential estimation using Random Forests“, *Applied Energy*, Bd. 217, S. 189–211, Mai 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.118.
- [31] A. Walch, R. Castello, N. Mohajeri, und J.-L. Scartezzini, „Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty“, *Applied Energy*, Bd. 262, S. 114404, März 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114404.
- [32] D. Assouline, N. Mohajeri, D. Mauree, und J.-L. Scartezzini, „Machine learning and geographic information systems for large-scale wind energy potential estimation in rural areas“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Bd. 1343, S. 012036, Nov. 2019, doi: 10.1088/1742-6596/1343/1/012036.
- [33] Prognos AG, et al., „Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2014 nach Verwendungszwecken“. Bundesamt für Energie (BFE), Okt. 2015. Zugegriffen: März 08, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und->

- geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungs-zweck.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvODA2NQ==.html
- [34] R. Dumortier, T. Lang, und B. Schmutz, „Elektrizitätsbedarf fürs Kühlen in der Schweiz“. EnergieSchweiz – Kampagne effiziente Kälte, Sep. 03, 2012. Zugegriffen: März 08, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/6675>
- [35] Gaudard, M. Schmid, und A. Wüest, „Thermische Nutzung von Oberflächengewässern“. Aqua & Gas, Mai 2017. Zugegriffen: März 24, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/326357237_Thermische_Nutzung_von_Oberflachengewassern_-_mögliche_physikalische_und_okologische_Auswirkungen_der_Warme-_und_Kaltenutzung
- [36] A. Gaudard, A. Wüest, und M. Schmid, „Using lakes and rivers for extraction and disposal of heat: Estimate of regional potentials“, *Renewable Energy*, Bd. 134, S. 330–342, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.10.095.
- [37] A. Gaudard, C. Weber, T. J. Alexander, S. Hunziker, und M. Schmid, „Impacts of using lakes and rivers for extraction and disposal of heat“, *WIREs Water*, Bd. 5, Nr. 5, S. e1295, Sep. 2018, doi: 10.1002/wat2.1295.
- [38] *CH2018 – Climate Scenarios for Switzerland, Technical Report*. Zurich: National Centre for Climate Services. Zugegriffen: März 24, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.nccs.admin.ch/dam/nccs/de/dokumente/website/klima/CH2018_Technical_Report-compressed.pdf.download.pdf/CH2018_Technical_Report-compressed.pdf
- [39] S. L. Sørland u. a., „CH2018 – National climate scenarios for Switzerland: How to construct consistent multi-model projections from ensembles of opportunity“, *Climate Services*, Bd. 20, S. 100196, Dez. 2020, doi: 10.1016/j.cliser.2020.100196.
- [40] A. Kubilay, J. Allegrini, D. Strelbel, Y. Zhao, D. Derome, und J. Carmeliet, „Advancement in Urban Climate Modelling at Local Scale: Urban Heat Island Mitigation and Building Cooling Demand“, *Atmosphere*, Bd. 11, Nr. 12, S. 1313, Dez. 2020, doi: 10.3390/atmos11121313.
- [41] Y. Guo u. a., „Quantifying excess deaths related to heatwaves under climate change scenarios: A multicountry time series modelling study“, *PLoS Med*, Bd. 15, Nr. 7, S. e1002629, Juli 2018, doi: 10.1371/journal.pmed.1002629.
- [42] N. Rustemeyer und M. Howells, „Excess Mortality in England during the 2019 Summer Heatwaves“, *Climate*, Bd. 9, Nr. 1, S. 14, Jan. 2021, doi: 10.3390/cli9010014.
- [43] A. Vicedo-Cabrera, M. Ragettli, C. Schindler, und M. Rössli, „Excess mortality during the warm summer of 2015 in Switzerland“, *Swiss Med Wkly*, Dez. 2016, doi: 10.4414/smw.2016.14379.
- [44] G. Mussetti u. a., „COSMO-BEP-Tree v1.0: a coupled urban climate model with explicit representation of street trees“, *Geosci. Model Dev.*, Bd. 13, Nr. 3, S. 1685–1710, Apr. 2020, doi: 10.5194/gmd-13-1685-2020.
- [45] A. Ferrari, A. Kubilay, D. Derome, und J. Carmeliet, „The use of permeable and reflective pavements as a potential strategy for urban heat island mitigation“, *Urban Climate*, Bd. 31, S. 100534, März 2020, doi: 10.1016/j.uclim.2019.100534.
- [46] J. Allegrini, V. Dorer, und J. Carmeliet, „Influence of morphologies on the microclimate in urban neighbourhoods“, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Bd. 144, S. 108–117, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.jweia.2015.03.024.
- [47] J. Allegrini und J. Carmeliet, „Simulations of local heat islands in Zürich with coupled CFD and building energy models“, *Urban Climate*, Bd. 24, S. 340–359, Juni 2018, doi: 10.1016/j.uclim.2017.02.003.
- [48] N. H. Wong, C. L. Tan, D. D. Kolokotsa, und H. Takebayashi, „Greenery as a mitigation and adaptation strategy to urban heat“, *Nat Rev Earth Environ*, Bd. 2, Nr. 3, S. 166–181, März 2021, doi: 10.1038/s43017-020-00129-5.
- [49] C. Bartesaghi-Koc, S. Haddad, G. Pignatta, R. Paolini, D. Prasad, und M. Santamouris, „Can urban heat be mitigated in a single urban street? Monitoring, strategies, and performance results

- from a real scale redevelopment project“, *Solar Energy*, Bd. 216, S. 564–588, März 2021, doi: 10.1016/j.solener.2020.12.043.
- [50] „Einführung in die Prozessintegration mit der Pinch-Methode -- Handbuch für die Analyse von kontinuierlichen Prozessen und Batch-Prozessen“. EnergieSchweiz für Gemeinden, Jan. 2017. Zugegriffen: März 08, 2021. [Online]. Verfügbar unter: http://pinch-analyse.ch/downloads/Einfuehrung_in_die_Prozessintegration_2017.pdf
- [51] B. Wellig *u. a.*, „Leitfaden zur industriellen Abwärmennutzung -- Schlussbericht vom 30.06.2019“. BFE Sektion Energieforschung und Cleantech, Juni 30, 2019. Zugegriffen: März 24, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=65841>
- [52] A. Sres, B. Nussbaumer, und H. Eicher, „Weissbuch Fernwärme Schweiz - VFS Strategie“, 2014.
- [53] L. Miró, S. Brückner, und L. F. Cabeza, „Mapping and discussing Industrial Waste Heat (IWH) potentials for different countries“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 51, S. 847–855, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.06.035.
- [54] M. J. S. Zuberi, F. Bless, J. Chambers, C. Arpagaus, S. S. Bertsch, und M. K. Patel, „Excess heat recovery: An invisible energy resource for the Swiss industry sector“, *Applied Energy*, Bd. 228, S. 390–408, Okt. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.06.070.
- [55] J. Chambers, S. Zuberi, M. Jibrán, K. Narula, und M. K. Patel, „Spatiotemporal analysis of industrial excess heat supply for district heat networks in Switzerland“, *Energy*, Bd. 192, S. 116705, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116705.
- [56] Sulzer, Matthias, K. Orehounig, und A. Bollinger, „Komplexität ist die neue Einfachheit“. Aqua & Gas, Sep. 2020. Zugegriffen: März 25, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sccer-fee.ch/wp-content/uploads/AquaGas_Komplexitaet-Einfachheit_August-2020.pdf
- [57] Sulzer, Matthias, K. Orehounig, und A. Bollinger, „Wegweiser aus dem Energie-Trilemma“. VSE Bulletin, März 2021. Zugegriffen: März 25, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bulletin.ch/de/news-detail/wegweiser-aus-dem-energie-trilemma.html?file=files/content/news-articles/B_Artikel/2021/2103/B_2103_sulzer/2021_03_sulzer_energieplanung.pdf
- [58] F. Bünning, B. Huber, P. Heer, A. Aboudonia, und J. Lygeros, „Experimental demonstration of data predictive control for energy optimization and thermal comfort in buildings“, *Energy and Buildings*, Bd. 211, S. 109792, März 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.109792.
- [59] J. Gasser, H. Cai, S. Karagiannopoulos, P. Heer, und G. Hug, „Predictive energy management of residential buildings while self-reporting flexibility envelope“, *Applied Energy*, Bd. 288, S. 116653, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116653.
- [60] M. Khosravi, A. Eichler, N. Schmid, R. S. Smith, und P. Heer, „Controller Tuning by Bayesian Optimization An Application to a Heat Pump“, in *2019 18th European Control Conference (ECC)*, Naples, Italy, Juni 2019, S. 1467–1472. doi: 10.23919/ECC.2019.8795801.
- [61] BFE, *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2019 nach Verwendungszwecken*. Bundesamt für Energie BFE, 2020.
- [62] D. Hangartner und J. Ködel, *Liste « Thermische Netze » Auswertungsbericht 2020*. Energie Schweiz, Bundesamt für Energie BFE, 2021.
- [63] J. Chambers, K. Narula, M. Sulzer, und M. K. Patel, „Mapping district heating potential under evolving thermal demand scenarios and technologies: A case study for Switzerland“, *Energy*, Bd. 176, S. 682–692, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.044.
- [64] D. Hangartner, J. Ködel, S. Mennel, und M. Sulzer, „Grundlagen und Erläuterungen zu Thermischen Netzen“. Energie Schweiz, Bundesamt für Energie, S. 1–37, 2018.
- [65] T. Sommer, S. Mennel, und M. Sulzer, „Lowering the pressure in district heating and cooling networks by alternating the connection of the expansion vessel“, *Energy*, Bd. 172, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.02.010.
- [66] C. Stettler, T. Schluck, M. Sulzer, und T. Sommer, „Electricity Consumption of Heat Pumps in Thermal Networks depends on Network Topology“, *Building Simulation Rome 2019*, S. 1–8, 2019.

- [67] T. Sommer, M. Sulzer, M. Wetter, A. Sotnikov, S. Mennel, und C. Stettler, „The reservoir network: A new network topology for district heating and cooling“, *Energy*, Bd. 199, S. 117418, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117418.
- [68] T. Sommer u. a., „Hydrothermal challenges in low-temperature networks with distributed heat pumps“, *submitted to Energy*, 2021.
- [69] SVGW, *Richtlinie für Fernkälte- und Anergienetze*. Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW, 2020.
- [70] I. Petkov und P. Gabrielli, „Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems“, *Applied Energy*, Bd. 274, S. 115197, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115197.
- [71] I. Petkov, P. Gabrielli, und M. Spokaite, „The impact of urban district composition on storage technology reliance: trade-offs between thermal storage, batteries, and power-to-hydrogen“, *Energy*, Bd. 224, S. 120102, Juni 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120102.
- [72] „Smart Grid Roadmap Schweiz -- Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze“. BFE AG Technologie, März 27, 2015. Zugegriffen: März 24, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/smart-grids.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvNzc5MQ==.html>
- [73] „SCCER-FURIES Activity Report 2017-2020“. EPFL, in preparation 2021.
- [74] „SCCER FURIES White paper on Regulatory Barriers for the implementation of Smart grid solutions in Switzerland“. EPFL, in preparation 2021.
- [75] „SCCER Heat and Electricity Storage: Handbook Energy Storage“. Paul Scherrer Institute, in preparation. [Online]. Verfügbar unter: 10.3929/ethz-b-000445597
- [76] M. Berger, B. Schroeteler, H. Sperle, P. Püntener, T. Felder, und J. Worlitschek, „Assessment of residential scale renewable heating solutions with thermal energy storages“. in preparation 2021.
- [77] O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir, und I. Staffell, „The future cost of electrical energy storage based on experience rates“, *Nat Energy*, Bd. 2, Nr. 8, S. 17110, Aug. 2017, doi: 10.1038/nenergy.2017.110.
- [78] A. Abdon, X. Zhang, D. Parra, M. K. Patel, C. Bauer, und J. Worlitschek, „Techno-economic and environmental assessment of stationary electricity storage technologies for different time scales“, *Energy*, Bd. 139, S. 1173–1187, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.07.097.
- [79] T. S. Schmidt u. a., „Additional Emissions and Cost from Storing Electricity in Stationary Battery Systems“, *Environ. Sci. Technol.*, Bd. 53, Nr. 7, S. 3379–3390, Apr. 2019, doi: 10.1021/acs.est.8b05313.
- [80] M. Berger und J. Worlitschek, „The link between climate and thermal energy demand on national level: A case study on Switzerland“, *Energy and Buildings*, Bd. 202, S. 109372, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.109372.
- [81] R. Whitley, „Project-based firms: new organizational form or variations on a theme?“, *Industrial and Corporate Change*, Bd. 15, Nr. 1, S. 77–99, Feb. 2006, doi: 10.1093/icc/dtj003.
- [82] J. Meuer, M. Toetzke, C. Nakhle, und S. Windeck, „A typology of digital building technologies: Implications for policy and industry“, *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, Bd. 323, S. 012053, Sep. 2019, doi: 10.1088/1755-1315/323/1/012053.
- [83] D. Grosspietsch, M. Saenger, und B. Girod, „Matching decentralized energy production and local consumption: A review of renewable energy systems with conversion and storage technologies“, *WIREs Energy Environ*, Bd. 8, Nr. 4, S. e336, Juli 2019, doi: 10.1002/wene.336.
- [84] J. Meuer, F. Lamaro, und N. Vetterli, „Embedding energy optimization in organizations: A case study of a Swiss decentralized renewable energy system“, *Energy and Buildings*, Bd. 235, S. 110710, März 2021, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110710.
- [85] B. Rohrbach, L. von Euw, A. Bollinger, C. Pacheco, und A. T. D. Perera, „Linking business model innovation with energy system optimization“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Bd. 1343, S. 012115, Nov. 2019, doi: 10.1088/1742-6596/1343/1/012115.

Horw, 5. August 2021
Seite 61 / 61

- [86] Rohrbach, B., Schneider, A., und Papaefthymiou, M.-E., „Scientific methods for business model innovation: A reliable taxonomy of business model elements“, *Organization and Environment*, in review 2020.
- [87] R. Rumble und N. A. Minto, „How to use analogies for creative business modelling“, *JBS*, Bd. 38, Nr. 2, S. 76–82, Apr. 2017, doi: 10.1108/JBS-09-2016-0091.