

## CO<sub>2</sub>-neutrale Schweiz bis 2050

### Könnten wir das schaffen? Könnten wir uns das leisten?

Richard Voellmy und Olivier Zürcher



25 MW Photovoltaik Anlage mit 90'000 Panels in DeSoto County, Florida. Hätten wir schätzungsweise **3'000 bis 5'000** solcher Anlagen und hätten wir **ausserdem noch mehrere Hundert Milliarden Franken** in Gebäudesanierungen und weiteren Technologieumbau investiert, dann sollten wir grossenteils auf fossile Treib- und Brennstoffe (Energienutzung) verzichten und dennoch «anständig» weiterleben können...

## **Überblick**

Das angestrebte Ziel ist Netto Null CO<sub>2</sub>-Emissionen spätestens im Jahr 2050. In diesem Bericht geht es um eine allgemeinverständliche Beurteilung, auf Grund von statistischen Zahlen und technischen/wissenschaftlichen Informationen, der Anstrengungen, die gemacht werden müssten, um ein Schweizer Energiewesen einzurichten, das im Wesentlichen mit Solarenergie und anderen erneuerbaren Energien auskommt. Unkomplizierte Rechnungen zeigen auf, dass ein monumentaler Aufwand betrieben und riesige Investitionen (sowohl in Franken also auch in grauer Energie) gemacht werden müssten. Technologien, die heute noch nicht als ausgereift gelten können, müssten zum Einsatz kommen. Obwohl ihr Schwerpunkt auf Fragen der Machbarkeit liegt, beschäftigt sich die Arbeit auch mit der Unzulänglichkeit des gesetzgeberischen Ansatzes (der auch dem neuen CO<sub>2</sub> Gesetz zugrunde liegt), der darauf abzielt, CO<sub>2</sub>-Emissionen sukzessive zu reduzieren mittels Beschränkungen des Verbrauchs von fossiler Energie, Abgaben auf fossile Energieträger und Kompensationsverpflichtungen. Es wird angeregt, dass, schon aufgrund der schieren Dimensionen des Projekts, der Umbau des Energiewesens eine staatliche Aufgabe sein sollte. Ein konkreter Plan für den konsequenten Umbau sollte erstellt werden, der Massnahmen, deren Abfolge und deren Finanzierung definiert und der von Parlament und Stimmbürgern mitgetragen werden könnte. Elemente eines solchen Plans werden angedacht.

## **Zusammenfassung**

Es ist heutzutage schwierig zu entscheiden, welchen Informationen man vertrauen soll. Deshalb wollte ich (RV) mir selbst ein Bild machen von den technischen und finanziellen Schwierigkeiten, die überwunden werden müssten, um unser heute grossenteils auf der Nutzung von fossilen Treib- und Brennstoffen (und Kernbrennstoffen) beruhendes Energiewesen in ein System zu verwandeln, das praktisch ausschliesslich erneuerbare Energien verwendet und keine CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht. Mein Mitautor (OZ) unterstützte mich bei diesen Betrachtungen. Die wichtigste erneuerbare Energie, die uns heute zur Verfügung steht, ist die Sonnenenergie, eine Energieform mit einer äusserst geringen Energiedichte verglichen mit Öl. Sonnenenergie kann mittels Photovoltaik (abgekürzt «PV») ineffizient in Elektrizität verwandelt werden, die dann für den Betrieb von elektrischen Geräten aller Art und elektrisch motorisierten Fahrzeugen sowie zur Ausnutzung von Umweltenergie (hauptsächlich geothermale Energie) für die Wärmeherzeugung benutzt werden kann. In meinen Übersichtsrechnungen ging ich vom «worst case» Szenario aus, dass sich zwischen heute und 2050 nichts in unserem Verhalten ändern wird, dass sich also unser Lebensstil nicht

verändern wird und auch gleichviele km gefahren werden wie heute. Die Rechnungen benutzten soweit möglich offizielle statistische Daten oder Daten aus der wissenschaftlichen Literatur. Die generelle Vorgabe war, dass unser zukünftiges Energiewesen primär auf im Inland erzeugter PV-Elektrizität beruhen wird und dass wir alle energiesparende Technologien (im Betrieb, nicht in der Herstellung) für Wärmeerzeugung (hauptsächlich Raumwärme und Warmwasser) and Mobilität verwenden werden, also Geothermie (oder analoge Technologien) und elektrisch motorisierte Mobilität.

Wieviel zusätzlicher Strom müsste produziert werden, um Kernkraftwerke und mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke zu ersetzen, eine elektrische Mobilität zu speisen und mit Geothermie oder ähnlicher Technologie zu heizen und Warmwasser zu erzeugen? Die Rechnung ergab, dass 52.6 TWh Strom zusätzlich erzeugt werden müssten. Diese Energiemenge könnte von PV-Anlagen mit einer Gesamtfläche von etwa 530 km<sup>2</sup> (Fläche des ganzen Bodensees) einigermassen sicher produziert werden (1.5-fache Überdimensionierung). Etwa 200 km<sup>2</sup> hätten auf Gebäudedächern und Fassaden Platz. Der Rest, also 330 km<sup>2</sup>, was etwa 4-mal der Fläche des Zürichsees entspricht, müsste irgendwo in der Landschaft installiert werden. Der Aufwand, der mit der Errichtung von PV-Anlagen von dieser Grössenordnung verbunden wäre, wäre gigantisch. Noch furchterregender wären die Mengen von grauer Energie, die bei der Herstellung solcher Anlagen verbraucht würden, sowie das Preisschild. Vielleicht ist es erwähnenswert, dass die bisher in der Schweiz installierte PV-Fläche etwa 14.5 km<sup>2</sup> beträgt.

Die obige Rechnung unterschlägt die saisonale Natur der Sonnenenergie: bei uns fällt 73% dieser Energie im Sommerhalbjahr an und nur 27% im Winterhalbjahr. Und heizen müssen wir ausschliesslich im Winterhalbjahr. Die PV-Fläche könnte so vergrössert werden, dass sie auch im Winterhalbjahr genügend Energie liefern würde. Die dafür notwendige Fläche wäre etwa 1'200 km<sup>2</sup>. Es müsste also quasi der ganze Kanton Thurgau mit Solarzellen zudeckt werden. Erlauben wir, dass elektrische Geräte effizienter arbeiten werden in 2050 (nur noch 50% des heutigen Verbrauchs) und dass dann etwa 30% der Gebäude energetisch saniert sein werden, dann wären es immer noch etwa 930 km<sup>2</sup>. Wenn wir dies nicht wollten, dann müssten wir überschüssigen PV-Sommerstrom für den Winter speichern können, und hier hätten wir das nächste Riesenproblem. An eine Speicherung mittels Batterien wäre nicht zu denken. Die nächstbeste Möglichkeit wäre die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken. Diese Möglichkeit würde voraussichtlich ebenfalls nicht zur Verfügung stehen, selbst wenn die optimistischsten Ausbaupläne des Bundes realisiert würden. Es blieben uns also bloss die sogenannten «power-to-gas» (P2G) Technologien, bei denen Strom z.B. in Form von Wasserstoff oder Methanol gespeichert wird. Elektrizität kann dann über sogenannte Brennstoffzellen

zurückgewonnen werden. Diese Technologien sind noch ziemlich unausgereift; dass es schon einige Wasserstoff-betriebene Fahrzeuge zu kaufen gibt (in gewissen Märkten), täuscht über die verbleibenden Schwierigkeiten hinweg. Auch sind diese Technologien wenig effizient: mehr als die Hälfte der eingesetzten elektrischen Energie geht verloren. Nehmen wir mit viel Optimismus an, die Speicherung von PV-Sommerstrom für den Ersatz von nuklearem und fossilem Strom würde mittels Pumpkraftwerken erfolgen, und Mobilität und Heizung/Warmwasserherstellung würden von gespeichertem Methanol unterstützt. Der zusätzliche Strombedarf in diesem Szenario wäre 54.2 TWh, was einer PV-Fläche (1.5-mal theoretisches Minimum) von ca. 540 km<sup>2</sup> entspricht.

Weitere Rechnungen gingen davon aus, dass es sinnvoll wäre, wenn der auf Gebäuden produzierte PV-Strom auch da verbraucht würde. In den gerechneten Szenarien wären in einem typischen Gebäude alle geeigneten Dach- und Fassadenflächen mit PV-Zellen bestückt, und Heizung und Warmwasserzubereitung würden mit einer geothermischen Anlage betrieben. Die Speicherung der im Winter benötigten Energie fände mittels einer P2G Technologie (Wasserstoff) statt. Die Resultate der Rechnungen lassen es als möglich erscheinen, dass (über den gesamten Gebäudepark gerechnet) die PV-Produktion ausreichen würde, um alle Gebäude mit Wohnnutzung mit Elektrizität sowie alle beheizbaren Gebäude mit Raumwärme und Warmwasser zu versorgen. Allerdings mit dem wichtigen Vorbehalt, dass alle beheizbaren Gebäude energetisch saniert sein müssten. Der für die Mobilität benötigte PV-Strom müsste in zusätzlichen im Gelände installierten PV-Anlagen oder Parks erzeugt werden. Überschüssiger Sommerstrom würde für die Wintermobilität gespeichert. P2G Technologie käme wieder zum Zug, und wir würden im Winter z.B. mit Methanol-Unterstützung fahren. Die benötigte PV-Anlagenfläche wäre ca. 210 km<sup>2</sup> gross. Wenn der viele PV-Strom die Stabilität des Stromnetzes in Frage stellte, würde man sich möglicherweise dafür entscheiden, ganzjährig mit Methanol zu fahren. Die Methanol Herstellung könnte dann unabhängig vom Netz erfolgen. Allerdings müsste dann die PV-Anlagenfläche etwa doppelt so gross sein.

Obschon zugegebenermassen grob, die angestellten Rechnungen vermitteln eine Vorstellung von den gigantischen Anstrengungen, die unternommen werden müssten, um ein CO<sub>2</sub>-neutrales (oder armes) Energiewesen einzurichten. Schon allein die Beschaffung von 400-500 km<sup>2</sup> Solaranlagen würde einen tiefen dreistelligen Milliardenbetrag verschlingen (zu heutigen Preisen). Die graue Energiemenge, die nur schon für die Herstellung der benötigten PV-Panels aufgebracht werden müsste, würde den jährlichen Gesamtenergieverbrauch der Schweiz übersteigen. Und dann bräuchten wir noch Grossanlagen für die Elektrolyse von Wasserstoff und dessen Karbonisierung (zu Methanol), und vielleicht sogar - es klingt wie ein schlechter Witz - Holzverbrennungsanlagen für die Herstellung von CO<sub>2</sub> für die

Karbonisierung. Geschätzt könnte die Gesamtanierung aller Ein- und Mehrfamilienhäuser über die nächsten 20 Jahre beinahe 30 Milliarden Franken pro Jahr kosten. Die inländische verarbeitende Industrie und die Bauindustrie müssten hochgefahren werden. Wer soll denn sonst die PV-Anlagen herstellen, die wir in der geforderten Menge nirgends werden einkaufen können? Wer soll die Sanierung von über einer Million Gebäuden durchführen, usw.? Selbst wenn wir uns einen bescheideneren Lebensstil angewöhnen würden – und dies ist dringlich gefragt – und, vor allem, unsere Mobilität herunterfahren würden, bliebe die Aufgabe gewaltig.

Nur schon wegen ihrer schieren Grösse müsste die Aufgabe ohne Verzug in Angriff genommen werden, sollte es uns ernst damit sein. Wir bräuchten einen konkreten Plan, den ich hier anzudenken versuche. Hier setzt auch meine Kritik an den Energiegesetzen des Bundes an. Es geht dabei um das CO<sub>2</sub>-Gesetz von 2011 (noch in Kraft) und das Energiegesetz von 2016. Diesen Gesetzen liegt kein eigentlicher Plan zugrunde. Vielmehr befassen sie sich mit Konsumbeschränkungen, Abgaben auf Treibstoffe und Brennstoffe, and Bussen. Zudem fordern sie Kompensationsmassnahmen für CO<sub>2</sub>-Emissionen in gewissen Wirtschaftsbereichen ein. Sie versprechen auch (im grossen Ganzen bescheidene) «Investitionsbeiträge» für Gebäudesanierungen und verschiedenste Projekte, die zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen könnten. Nichtgebrauchtes Geld wird sogar an die Bevölkerung zurückverteilt. Das «neue» CO<sub>2</sub>-Gesetz, über das wir demnächst abstimmen werden, ist eine Neuauflage des CO<sub>2</sub>-Gesetzes von 2011 mit einschneidenderen Beschränkungen und höheren Abgaben. Weil diese Gesetze bloss regulieren, unterstehen sie dem Gesetz der «unintended consequences». Man kann nur Schlimmes befürchten. Nur wer bezahlt befiehlt. Mit anderen Worten, nur wer bezahlt, kann einen konkreten Plan erstellen und dessen zeitnahe Durchführung umsetzen. Die Umwandlung unseres Energiewesens sollte eine staatliche Aufgabe sein genauso wie der Bau von Strassen und Schulen, die AHV oder der Einkauf vom Kampfjets. Ein sorgfältig ausgearbeiteter Projekt- und Finanzierungsplan (Steuern) sollte vom Parlament verabschiedet werden. Da ein Referendum zu erwarten wäre, würden die Stimmbürger schlussendlich darüber entscheiden, ob die Aufgabe angegangen werden soll.

Mein Mitautor befasst sich im letzten Kapitel ausführlicher mit dem Konzept der grauen Energie, das offenbar kaum beachtet wird. Die Energiegesetze streben offensichtlich eine sukzessive Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen an; es erscheint als möglich, dass der Trend eher umgekehrt sein wird, bis die neue Infrastruktur eingerichtet ist. Seine Beispiele vermitteln ein intuitives Verständnis von grauer Energie. Er befasst sich auch mit der Bedeutung des gegenwärtigen Paradigmenwechsels, der mit dem Ersatz der fossilen Energiequellen, die eine

extrem hohe Energiedichte aufweisen, mit erneuerbaren Energiequellen mit geringer Energiedichte wie der Sonneneinstrahlung und dem Wind, einhergeht.

Richard Voellmy mit Mitwirkung von Olivier Zürcher

Einleitung	8
Allgemeine Annahmen	9
Überschlagsrechnungen	13
Dezentrale Produktion und dezentraler Verbrauch von erneuerbarer Energie: Möglichkeiten und Grenzen	37
Strom aus dem Ausland – Noch weniger Souveränität	54
Politik und Gesetzgebung in der Schweiz	55
Gedanken zu einem Plan zur Erreichung der CO <sub>2</sub> -Neutralität bis im Jahr 2050	62
Olivier Zürcher	
Graue Energie und das Problem der geringen Energiedichte der erneuerbaren Energiequellen	71
Über die Autoren	82

## Einleitung

Die Öffentlichkeit ist für die Thematik der Klimaerwärmung sensibilisiert. Das ist das Verdienst von NGOs, von verschiedensten Gruppierungen von Wissenschaftlern und beunruhigten Menschen, und von politischen Parteien. Viele haben sich davon überzeugen lassen, dass die Verbrennung von fossilen Brennstoffen und der damit verbundene Ausstoss von Treibhausgasen (zu 98% Kohlendioxid oder CO<sub>2</sub>) hauptsächlich für den beobachteten generellen Temperaturanstieg verantwortlich sei. Deshalb wird gefordert, dass von der Verwendung fossiler Treib- und Brennstoffe rasch möglichst Abstand zu nehmen ist. Im Übereinkommen von Paris von 2016 einigten sich 197 Staaten darauf, Massnahmen zu ergreifen, um die Erderwärmung deutlich unter 2 °C zu halten relativ zu vorindustriellen Werten. Dieses Abkommen wurde von 180 Staaten inklusive der Schweiz (05.11.2017) ratifiziert. Die EU adoptierte anfangs 2020 den sogenannten «European Green Deal». Unter dieser Leitlinie soll Europa im Jahr 2050 keinerlei Treibhausgase mehr ausstossen, also mindestens CO<sub>2</sub>-neutral sein. Das Schweizerische CO<sub>2</sub> Gesetz von 2011 und das Energiegesetz von 2016 sehen Reduktionen im Energieverbrauch bis im Jahr 2035 vor. Zudem hat der Bundesrat, sekundiert vom Parlament, nach Fukushima die Konzessionierung für den Bau von neuen Kernkraftwerken untersagt. Dieses Verbot floss ins Energiegesetz von 2016 ein. Im August 2019 hat der Bundesrat (nicht das Stimmvolk) ein neues Klimaziel für das Jahr 2050 beschlossen. Bis zu diesem Zeitpunkt soll die Schweiz ihre Treibhausgasemissionen auf Netto-Null absenken. Der neue «Klimaplan» der Grünen (GPS) will dieses Ziel schon 2040 erreicht sehen. Die Klimastreikbewegung verlangt in ihrem Klimaaktionsplan, dass wir bereits 2030 soweit sein sollten.

Alle schlagen einen ähnlichen Katalog von Lösungsansätzen vor. Niemand scheint bereit zu sein, die wirkliche Grössenordnung der Schwierigkeiten, die gemeistert werden müssten, ganzheitlich zu diskutieren\*. Niemand scheint einen konkreten und gut begründeten Plan vorgeschlagen zu haben, wie das Ziel erreicht werden soll. Was die Akteure unterscheidet ist hauptsächlich die Dringlichkeit ihrer Forderungen.

\*Ich habe mir natürlich auch den neuen Kurzbericht «Energieperspektiven 2050+» des Bundesamtes für Energie (BFE) angesehen, welcher ganzheitliche Szenarien präsentiert. Leider kann jemand, der nicht Monate damit verbringen kann, nicht nachvollziehen, wie die Resultate zustande kamen.

Ich habe das Gefühl, bereits Jahre in einem Informationssumpf zugebracht zu haben. Deshalb will ich mir jetzt selbst Klarheit verschaffen über die Dimensionen der Probleme, die überwunden werden müssten, um bis 2050 CO<sub>2</sub>-Neutralität zu erreichen. Ich werde auch versuchen, die Potentiale der verschiedenen vorgeschlagenen Technologien, die einen

Beitrag zur Lösung des Problems leisten könnten, besser zu verstehen. Ich bin Naturwissenschaftler, also kein «Energieexperte». Aufbauend auf meinem allgemeinen Verständnis von Wissenschaft und Technologie habe ich mich jedoch in die Materie eingearbeitet und glaube jetzt in der Lage zu sein, grundsätzliche Überlegungen anstellen zu können. Mein Mitautor, Olivier Zürcher (Maschineningenieur und Thermodynamiker) hat es sich zu seiner Hauptaufgabe gemacht, meine Kapitel durchzuarbeiten und mich vor Ausrutschern zu bewahren. Dabei hat er auch eigene Ideen eingebracht.

Zahlen sprechen oft eine deutlichere Sprache als Worte. Deshalb arbeite ich in den ersten zwei Kapiteln ausführlich mit Zahlen. Diese Zahlen sind einfach zu verstehen. Es geht hier nicht um irgendwelche detaillierten und komplexen Modellrechnungen. Ich versuche mich auf die dominanten Einflüsse zu beschränken. Wenn es beispielsweise um Heizung und Warmwasserzubereitung geht, vernachlässige ich die relativ wenigen neuen oder bereits totalsanierten Gebäude. Wenn ich über die Mobilität nachdenke, dann kümmere ich mich nicht um den Beitrag von Elektrofahrzeugen, welche bereits im Verkehr sind. Sie werden meine Schritte mühelos nachvollziehen können.

Falls Sie nicht an Potenzen gewöhnt sind,  $10^1$  ist 10,  $10^2$  ist 100,  $10^3$  ist 1'000 und  $5 \times 10^3$  ist 5'000. K (kilo) bedeutet  $\times 10^3$ , M (mega) bedeutet  $\times 10^6$ , G (giga) bedeutet  $\times 10^9$  and T (tera)  $\times 10^{12}$ . KW (Kilowatt) ist eine Leistungseinheit, und kWh (Kilowattstunde) und J (Joule) sind Energieeinheiten.

Wenn ich auf spezifische Gruppen von Akteuren hinweise (Politiker, Gesetzgeber, Historiker), benutzte ich nur die männliche Form um den Lesefluss nicht zu beeinträchtigen. Die weibliche Form ist gleichermassen mitgemeint.

## **Allgemeine Annahmen**

Ich nehme an, dass wir die Technologien, die bis 2050 zur Erreichung einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energiewirtschaft eingesetzt werden können, bereits heute kennen. Versetzen wir uns 30 Jahre zurück. Damals gab es schon das Internet, elektrische Mobilität, Brennstoffzellen, Wärme-Kraft-Koppelung, usw. Photovoltaikzellen waren schon lange bekannt und wurden insbesondere in der Raumfahrt verwendet. Nur das Mobiltelefon gab es noch nicht.

Gemäss Bundesrat und Parlament soll die Schweiz 2050 CO<sub>2</sub>-neutral sein. «CO<sub>2</sub>-neutral» will heissen ohne Einfluss auf den CO<sub>2</sub>-Gehalt der Atmosphäre. Dieses Ziel zu einem grossen Teil über Investitionen in Emissions-senkende Auslandprojekte erreichen zu wollen, entbehrt der

Logik. Wenn wir annehmen, dass sich die meisten Länder an die Pariser Klimavorgaben halten werden, dann werden wir irgendwann einmal keine geeigneten Auslandprojekte mehr finden. Ausserdem ist die Strategie wenigstens tendenziell kontraproduktiv, weil sie keine Anreize für den notwendigen internen Umbau schafft und von dessen Dringlichkeit ablenkt. Auch wir selbst sollten ja im Jahr 2050 CO<sub>2</sub>-neutral sein. Sollten wir hingegen glauben, dass sich kaum jemand ans Pariser Übereinkommen halten wird, dann wäre das Vorhaben, die Schweiz unter grössten Anstrengungen CO<sub>2</sub>-neutral zu machen, ziemlich unsinnig. Die Schweiz ist ja bloss für einen verschwindend kleinen Teil der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich.

Man könnte versucht sein, den notwendigen Anstrengungen aus dem Weg zu gehen. Ein Grossteil der zusätzlich benötigten Elektrizität könnte importiert werden. Es ist nicht unmöglich, dass eine solche Strategie aufgehen könnte. Wer kann schon voraussagen, wie die Welt in 30 Jahren aussehen wird. Dennoch muss man sich vor Augen halten, dass unsere Nachbarländer ähnliche Probleme haben werden wie wir bei der Umstellung auf eine CO<sub>2</sub>-neutrale Energiewirtschaft. Es wird nur dann Elektrizität einzukaufen geben, wenn es im Ausland Überschüsse gibt. Ob es solche Überschüsse überhaupt geben wird, wird von wirtschaftlichen und politischen Faktoren abhängen, welche wir kaum werden beeinflussen können. Auch wird es von den im Ausland eingesetzten Technologien abhängen, ob sie eher im Winter oder eher im Sommer anfallen. Je nach Erzeugungsort werden auch Übertragungsverluste eine limitierende Rolle spielen. Ähnlich unvorhersehbar ist, ob erneuerbare Energieträger wie Biomasse, Holz oder biogene Treibstoffe in den benötigten Mengen erhältlich wären. Es wäre also keine verantwortungsvolle Strategie, auf massive Einkäufe von Elektrizität und erneuerbaren Energieträgern im Ausland zu setzen.

Meine zentrale Annahme ist deshalb, dass die Nutzung aller fossilen Brenn- und Treibstoffe (soweit möglich) eingestellt und im Inland kompensiert werden müsste, um in die Nähe von CO<sub>2</sub>-Neutralität zu kommen. Es ginge also darum, die gesamte fossile und, da von uns so gewollt, die gesamte nukleare Elektrizitätsproduktion zu ersetzen. Zudem müssten die gesamte Mobilität und alle Wärmeerzeugung für Raumwärme and Warmwasser mittels inländischer erneuerbarer Energie betrieben werden. Jeder dieser Sektoren müsste zu 100% CO<sub>2</sub>-frei werden. In gewissen Industriebereichen (z.B. Zement- oder Stahlherstellung) wird die Dekarbonisierung schwierig zu bewältigen sein, und es müssten wohl «CO<sub>2</sub> capture» Technologien zur Anwendung kommen. Wenigstens für Punktquellen sind diese Technologien einigermassen verstanden.

Nicht ortsgebundene Kohlenstoffsinken habe ich nicht berücksichtigt. Es scheint äusserst ungewiss, ob Technologien, die sich dafür eignen würden, im grossem Massstab CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre zu eliminieren, zur Verfügung stehen werden. Ausserdem müsste die CO<sub>2</sub>-

Elimination aus der Luft mit erneuerbarer Energie betrieben werden, und diese wäre Mangelware. Auch Aufforstung als Kohlenstoffsенke habe ich nicht berücksichtigt in der Annahme, dass diese in unserem dichtbesiedelten Land keinen wesentlichen Beitrag leisten könnte. Dazu kommt, dass eine Aufforstung von Agrarflächen über zusätzliche Nahrungsmittelimporte kompensiert werden müsste, d.h., wir würden unsere CO<sub>2</sub>-Reduktion weiterhin im Ausland einkaufen.

Ich werde also herauszuarbeiten versuchen, wie wir im Jahr 2050 in etwa CO<sub>2</sub>-neutral sein könnten. In meinen Abschätzungen beschränke ich mich im Wesentlichen auf technische Aspekte, nehme also an, dass sich die Ansprüche und das Verhalten der Menschen nicht verändern werden.

Die Vorstellung scheint vorzuherrschen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen kontinuierlich sinken sollten bis sie dann 2050 bei Null landen werden. Je nach den getroffenen Massnahmen (und der «grauen Energie» die dafür aufgewendet werden muss) werden die Emissionen nur langsam abnehmen oder eben gar nicht. Allenfalls könnten sie zwischenzeitlich sogar ansteigen. Möglicherweise muss dies in Kauf genommen werden, um das Ziel im Jahr 2050 zu erreichen. Ich beschäftige mich hier nicht ausführlich mit Zwischenzielen, sondern betrachte hauptsächlich den Istzustand 2019 und den Sollzustand 2050. 2050 ist das Zieljahr, das (heute noch) von den meisten Akteuren anvisiert wird. Wie Sie bald sehen werden, ist dies ein sehr ambitioniertes Ziel. Trotzdem will ich natürlich nicht ausschliessen, dass die CO<sub>2</sub>-Neutralität möglicherweise schon früher erreicht werden könnte. Mein Fokus ist auf die zentralen Fragen gerichtet, ob und wie die CO<sub>2</sub>-Neutralität überhaupt grossenteils erzielt werden kann, sei es in 2050, oder eben 2040 oder 2030.

Bezüglich erneuerbarer Energiequellen (zusätzlich zu Wasserkraft), zur Verfügung stehen grundsätzlich Solarenergie, Umweltwärme inklusive geothermische Energie, Windenergie sowie Energie aus organischen Abfällen und Holz/Holzkohle.

#### Solarenergie:

Dabei geht es um Photovoltaik und Solarthermie. Ich betrachte die reine Solarthermie (thermische Energie von Sonnenkollektoren) als eher nebensächlich. Ein wichtiger Grund dafür ist, dass in den angedachten Szenarien alle geeigneten Gebäudeoberflächen durch die Photovoltaik beansprucht werden. Die Solarthermie würde also mit der vielseitig einsetzbaren Photovoltaik konkurrenzieren. Eine Verwendung von PV-T Hybridtechnologie (später besprochen) ist denkbar, würde aber bloss bescheidene zusätzliche Vorteile bringen.

### Umweltwärme inklusive geothermische Energie:

«Umweltwärme» im weitesten Sinn wird hauptsächlich bei der geothermalen Heizung und der Warmwasserherstellung verwendet. Zusätzlich zur untiefen Geothermie können und werden auch Seen und Flüsse thermisch genutzt. Die Umstellung auf die Geothermie (oder analoge Technologien) wird in den weiteren Ausführungen ausdrücklich mitberücksichtigt, da es sich dabei um eine energetisch äusserst günstige Heiztechnologie handelt. Ich klammere die tiefe Geothermie aus, da es mindestens aus heutiger Sicht völlig unklar ist, ob diese Technologie je Verwendung finden wird.

### Windenergie:

Bis heute sind 37 Windanlagen in Betrieb genommen worden. Dass bis heute nur so wenige Anlagen gebaut wurden, hat mit der geringen gesellschaftlichen Akzeptanz zu tun. Die Energiestrategie 2050 sieht den Bau von 800-900 Anlagen vor. Eine durchschnittliche Anlage produziert ca. 6 GWh Elektrizität (pro Jahr). Die vorgesehenen Anlagen würden also etwa 5.1 TWh produzieren. Das Bundesamt für Energie (BFE) und der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) rechnen mit 2-4 TWh. Wie aus den weiteren Ausführungen klar werden sollte, entspräche dies einem ziemlich kleinen Teil der benötigten Elektrizitätsmenge.

### Energie aus organischen Abfällen und Holz/Holzkohle:

Die Verwertung dieser Energieträger findet bereits heute statt. Die organischen Abfälle werden mehr oder weniger vollständig verbrannt und die freigesetzte Energie Grossteiles für Heiz- und Wärmezwecke eingesetzt. Es besteht also relativ wenig ungenutztes Potential (ausser wenn die Abfallproduktion zunähme). Gemäss der Schweizerischen Energiestiftung (SES) lieferte die Holzverbrennung 8.5 TWh Energie im Jahr 2017, 95% davon in Form von Wärme (<http://www.energiestiftung.ch/publikation-e-und-u/energie-und-umwelt-2-2017-bitte-wenden.html>; Zugriff: 17/02/2021). Die SES schätzt, dass dieser Energieträger noch 50% mehr hergeben könnte: das Potential wäre also 4.25 TWh. Dies wäre ein anständiger aber nicht matchentscheidender Beitrag an die zusätzlich benötigte Menge an erneuerbarer Energie. Bei einer konsequenten Einführung von Geothermie oder analogen Technologien für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser könnte überschüssiges Brennholz zur effizienten Elektrizitätserzeugung verwendet werden. Auf diese Weise könnte Holz indirekt als Speicher von Winterelektrizität dienen.

## Kapitel 1: Überschlagsrechnungen

### Erneuerbare Produktion von Elektrizität – Ersatz der fossil oder nuklear erzeugten Elektrizität

Gemäss dem BFE war der jährliche Elektrizitätsverbrauch der Schweiz (2019) 205'910 TJ (Schweizerische Gesamtenergie-Statistik 2019 oder GEST 2019). Das entspricht

$5.72 \times 10^{10}$  kWh oder 57.2 TWh. (Ein TJ ist ca. 278'000 kWh.)

Die Wasserkraft wird uns erhalten bleiben, die gemäss BFE 56.4% des Elektrizitätsbedarfs abdeckt (basierend auf dem Produktionsmix der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2019 (EST 2019) aufzeigt). Auch wird eine kleine aber nicht vernachlässigbare Menge Elektrizität mit erneuerbaren Energieträgern erzeugt. Nur die von Kernkraftwerken und Kraftwerken, die fossile Brennstoffe verwerten, erzeugte Elektrizitätsmenge müsste substituiert werden. Es müssten also gemäss EST 2019 bloss 37.8% des heute verbrauchten Stroms alternativ erzeugt werden, also

$2.16 \times 10^{10}$  kWh.

Eine Photovoltaik (PV) Fläche von 1 m<sup>2</sup> produziert ca. 100-150 kWh Elektrizität / Jahr in unseren Breitengraden. Das BFE hat 2015 mit einer Zahl von 106 kWh / m<sup>2</sup> (Jahr) gerechnet (erwähnt in Ferroni und Hopkirk, 2016). In Anlehnung an eine Schätzung, die ich auf [https://www.energieberatungbern.ch/wp-content/uploads/2017/08/20131206\\_EB\\_Doku\\_Photovoltaik\\_.pdf](https://www.energieberatungbern.ch/wp-content/uploads/2017/08/20131206_EB_Doku_Photovoltaik_.pdf); (Zugriff: 11.05.2021) gefunden habe, komme ich auf

$$1'250 \text{ kWh / m}^2 \quad \times \quad 0.14 \quad \times \quad 0.85 \quad = \quad 149 \text{ kWh / m}^2$$

Mittlere jährliche Sonneneinstrahlung	Mittlere Effizienz polykristalliner PV Module	Effizienz der PV-Anlage
--	---	----------------------------

Mit «Effizienz» ist Wirkungsgrad gemeint.

Ich werde mich an den oberen Wert von 150 kWh / m<sup>2</sup> halten.

Die Fläche von PV- Modulen welche notwendig wäre, um den Verbrauch von fossiler und nuklearer Elektrizität zu kompensieren wäre

$$2.16 \times 10^{10} \text{ kWh} / 150 \text{ kWh / m}^2 = 1.44 \times 10^8 \text{ m}^2 = 144 \text{ km}^2.$$

Nehmen wir an, dass die hauptsächlich im Sommerhalbjahr erzeugte PV-Energie (ungefähr 75%) aufs ganze Jahr verteilt werden müsste. Etwa ein Drittel der in den 6 Sommermonaten erzeugten Elektrizität müsste also gespeichert werden. In meinen Rechnungen habe ich den genaueren Wert von 73% für die Sommerproduktion verwendet (Schlussbericht vom 25.01.2021 der «Studie Winterstrom Schweiz – Was kann die heimische Photovoltaik beitragen» (BFE)). Die Form der Speicherung ist wichtig: Verluste bei der Speicherung müssten durch eine höhere Produktion kompensiert werden. Die energetisch vorteilhafteste Lösung wäre die Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken. Nehmen wir an, dass etwa ein Viertel (23%) des PV-Stroms gespeichert werden müsste und der Gesamtwirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke etwa 70-80% betragen würde, dann würde dies die zu produzierende Elektrizitätsmenge auf  $2.28 \times 10^{10}$  kWh vergrössern:

$E_1$ : effektiv zu produzierende Energiemenge;  $E_0$ : ganzjähriger Bedarf =  $2.16 \times 10^{10}$  kWh

$$0.5 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.8 + 0.27 \times E_1$$

Im Winterhalbjahr benötigte Strommenge	Überschüssiger Strom, der im Sommer produziert und für das Winterhalbjahr gespeichert werden müsste	Effizienz der Pumpspeicherung	Im Winterhalbjahr anfallender PV-Strom
--	---	-------------------------------	--

$E_1 = (0.5 + 0.5 \times 0.8) \times E_0 / (0.73 \times 0.8 + 0.27) = \mathbf{2.28 \times 10^{10} \text{ kWh}}$ . Bitte schauen Sie sich diese Gleichung gut an. Sie werden ihr immer wieder begegnen in den ersten zwei Kapiteln.

Die erforderliche Fläche von PV- Modulen wäre

$$2.28 \times 10^{10} \text{ kWh} / 150 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 1.52 \times 10^8 \text{ m}^2 = \mathbf{152 \text{ km}^2}.$$

Das BFE hat offenbar etwas optimistisch berechnet, dass die Fläche aller Schweizer Gebäudedächer  $439 \text{ km}^2$  beträgt, wovon 71.6%, also  $314 \text{ km}^2$ , für die Installation von Photovoltaikanlagen geeignet seien («Sonnendach»). Eine neuere Studie der ETH und der Universität von Oxford bezifferte die Fläche der Dächer auf  $267 \text{ km}^2$ , wovon 56.4%, also  $\mathbf{151 \text{ km}^2}$ , für die Photovoltaik benutzt werden könnten (Walch et al. 2020). Die Studie stellt auch fest, dass die Mehrzahl der älteren Arbeiten auf ähnliche Zahlen kam. Wenn wir also alle Dächer mit Solaranlagen bedecken würden, könnten wir theoretisch den von Kernkraftwerken und Kraftwerken, die fossile Brennstoffe verwenden, produzierten Strom ersetzen.

## Mobilität

Es ist zum Mantra geworden, dass wir auf Elektromobilität werden umstellen müssen, um CO<sub>2</sub>-neutral zu werden. Nur fehlt uns der dafür benötigte eigene Strom. Dieser müsste mittels Photovoltaik generiert werden.

Der Verbrauch von Benzin (in Energieäquivalenten gerechnet) war 97'210 TJ und der von Diesel 116'060 TJ im Jahr 2019 (GEST 2019). Ausserdem wurden 81'090 TJ an Flugtreibstoffen verbraucht. Der Gesamtverbrauch von Benzin und Diesel war also 213'270 TJ. Ich lasse in dieser Betrachtung den Verbrauch der Luftfahrt beiseite, da sich Flugtreibstoffe aus erneuerbaren Quellen noch im Entwicklungsstadium befinden. Es ist deshalb noch unklar, welche erneuerbaren Ressourcen für die Herstellung zu verwenden wären, wo die Herstellung stattfinden könnte, und wer diese Produktion betreiben würde. Am weitesten fortgeschritten scheint die Entwicklung von sogenannten «aviation biofuels» aus pflanzlichen Ölen zu sein (O'Connell et al. 2019). Solche Treibstoffe würden wahrscheinlich in Ländern mit grossflächiger Agrarproduktion hergestellt werden.

Gemäss einer Publikation der amerikanischen Agentur EPA beträgt die Energieeffizienz von elektrischen Fahrzeugen > 77% («tank-to-wheel efficiency»). Bei Benzinern sei die Effizienz bloss 12-30% (21%). Der Wirkungsgrad von Diesel-betriebenen Fahrzeugen wurde mit etwa 22.5% beziffert (in Hjelkrem et al. 2020). Elektrische Fahrzeuge sind also etwa 3.5-mal effizienter als Benziner oder Dieselfahrzeuge.

[Übrigens kommt man auf einen ähnlichen Faktor mit «real world» Daten. In der Schweiz im Jahr 2019 neu zugelassene Personenwagen hatten einen durchschnittlichen Verbrauch von 6.18 Litern Benzin oder Benzinäquivalenten pro 100 km (<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-79705.html>; Zugriff 27.04.2021). Dies entspricht  $6.18 \times 9.0 \text{ kWh} / 100 \text{ km} = 55.6 \text{ kWh} / 100 \text{ km}$ . Ein durchschnittliches Elektrofahrzeug verbraucht  $16.5 \text{ kWh} / 100 \text{ km}$  (<https://www.energie-gedanken.ch/2019/ein-elektroauto-verbraucht-gleich-viel-energie-wie-die-eisenbahn/>; Zugriff: 27.04.2021). Gemäss dieser Abschätzung ist ein Elektrofahrzeug 3.4-mal effizienter als ein Benziner.]

Der Energiebedarf einer Elektromobilität auf dem Niveau der heutigen fossil betriebenen Mobilität wäre also etwa  $213'270 \text{ TJ} / 3.5 = 60'934 \text{ TJ} = \mathbf{1.69 \times 10^{10} \text{ kWh}}$ .

Die zusätzlich benötigte Fläche an PV-Modulen um diese Mobilität zu ermöglichen wäre

$$1.69 \times 10^{10} \text{ kWh} / 150 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 1.13 \times 10^8 \text{ m}^2 = \mathbf{113 \text{ km}^2}.$$

Wenn überschüssiger PV-Sommerstrom mit Hilfe von Pumpspeicherwerken für den Winter gelagert würde, dann würden sich die zu produzierende Elektrizitätsmenge ( $E_1$ ) auf

$$0.5 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.8 + 0.27 \times E_1; E_0 = 1.69 \times 10^{10} \text{ kWh};$$

$$E_1 = (0.5 + 0.5 \times 0.8) \times E_0 / (0.73 \times 0.8 + 0.27) = \mathbf{1.79 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

und die PV-Fläche auf

$$1.79 \times 10^{10} \text{ kWh} / 150 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 1.20 \times 10^8 \text{ m}^2 = \mathbf{119 \text{ km}^2}$$

vergrössern.

## Heizung und Warmwasserzubereitung

Der allgemeine Konsensus scheint zu sein, dass möglichst alle Öl- und Gasheizungen und Warmwasserzubereitungsanlagen durch geothermische Anlagen (oder andere Anlagen, die dasselbe Prinzip ausnutzen) ersetzt werden sollten. Den Strom dafür haben wir allerdings ebenfalls nicht. Der müsste mittels Photovoltaik generiert werden.

Die GEST 2019 weist den Konsum von Erdölbrennstoffen mit 112'310 TJ und denjenigen von Gas mit 115'200 TJ aus. Ich nehme hier vereinfachend an, dass diese Brennstoffe im Wesentlichen fürs Heizen und die Herstellung von Warmwasser verwendet werden.

$$2.28 \times 10^5 \text{ TJ} \times 2.78 \times 10^5 \text{ kWh} / \text{TJ} = 6.34 \times 10^{10} \text{ kWh}.$$

Der Massstab für die Energieeffizienz von Wärmepumpen (in geothermischen und analogen Anlagen) ist ihre Jahresarbeitszahl (JAZ), die das Verhältnis von «Wärmeproduktion» zu Stromverbrauch angibt. Bei sehr effizientem Betrieb kann die JAZ etwa 4.5 erreichen.

Wir müssten also etwa

$$6.34 \times 10^{10} \text{ kWh} / 4.5 = 1.41 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

Elektrizität aufwenden, um die fossilen Brennstoffe zu ersetzen (unter der Annahme, dass wir alle auf Geothermie oder analoge Technologie umgestellt hätten).

Im Unterschied zur Mobilität wird Energie für die Gebäudeheizung nicht über das ganze Jahr, sondern fast ausschliesslich im Winterhalbjahr verbraucht. Ein Horrorszenario für die Nutzung von Solarenergie. Mehr als 80% der Gebäude sind Altbauten, die vor 2000 gebaut wurden

(und über 60% vor 1980), wovon die meisten wohl relativ schlecht isoliert sind. Aus einem «Fact Sheet» der Konferenz Kantonalen Energiedirektoren (2014) konnte ich herauslesen, dass im Jahr 2013 im Schnitt 85% der zur Wärmeerzeugung verwendeten Energie auf Heizung/Raumwärme entfiel und die übrigen 15% auf Warmwasserzubereitung (bestätigt durch die Lektüre von neueren Quellen; eine etwas höhere Zahl von 17% für das Jahr 2017 fand ich im Bericht «Der Energieverbrauch der privaten Haushalte 2000-2017 des BFE). Da sich Gesamtsanierungen und Neubauten nur langsam in der Statistik bemerkbar machen, ist es nicht überraschend, dass ich für das Jahr 2000 fast die gleichen Zahlen fand. Wir müssten also 92.5% der für Heizung und Warmwasser benötigten Energie im Winterhalbjahr zur Verfügung haben. Von den 73% der im Sommerhalbjahr erzeugten PV-Elektrizität müssten also 90% gespeichert werden.

Nach Berücksichtigung der Verluste bei der Pumpspeicherung des überschüssigen PV-Sommerstroms käme man auf

$$0.925 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.075 \times E_0) \times 0.8 + 0.27 \times E_1$$

$E_1$ : effektiv zu produzierende Energiemenge

$E_0$ : ganzjähriger Bedarf =  $1.41 \times 10^{10}$  kWh

$0.925 \times E_0$ : Winterbedarf

$(0.73 \times E_1 - 0.075 \times E_0)$ : überschüssige PV-Sommerenergie, die gespeichert werden müsste

0.8: Effizienz der Pumpspeicherung

$$E_1 = (0.925 + 0.075 \times 0.8) E_0 / (0.73 \times 0.8 + 0.27) = \mathbf{1.63 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

für die zu produzierende Energiemenge und

$$1.63 \times 10^{10} \text{ kWh} / 150 \text{ kWh} / \text{m}^2 = \mathbf{109 \text{ km}^2}$$
 für die benötigte PV-Fläche.

**$152 \text{ km}^2 + 119 \text{ km}^2 + 109 \text{ km}^2 = 380 \text{ km}^2$  PV-Fläche würde also insgesamt benötigt.**

Zur Grössenordnung:  $380 \text{ km}^2$  entsprechen etwa 10-mal der Fläche des Bielersees oder mehr als die Fläche des Schweizer Teils des Genfersees.

Wie steht es mit Massnahmen, um die gigantische PV-Modulenfläche von  $380 \text{ km}^2$  zu verringern? Nehmen wir an, dass in der Summe alle in Haushalten betriebenen elektrischen

Anlagen (Beleuchtungen, Lüftungen, Geräte, Kühlschränke, TV, Computer, usw.) im Jahr 2050 nur noch etwa halb so viel Strom fressen werden wie heute, dann könnte der für den Haushaltbereich benötigte Strom mit einer Solarzellenfläche von  $152 \text{ km}^2 \times 0.56 = \mathbf{85 \text{ km}^2}$  produziert werden. (Der Faktor 0.56 trägt der Tatsache Rechnung, dass die Haushalte nicht den gesamten von fossilen und nuklearen Kraftwerken produzierten Strom verbrauchen.) Diese Erwartung wurde auch in einem Papier der Schweizerischen Agentur für Energieeffizienz (S.A.F.E.) zum Ausdruck gebracht (S.A.F.E.-Factsheet Stromverbrauch 2035/2050). Bei der Elektromobilität wären kaum wesentliche Einsparungen möglich. Elektromotoren und die Ladung/Entladung von Batterien sind schon heute sehr effizient. Im Bereich der Gebäudeisolation steckt viel Potential. Allerdings werden trotz staatlicher Subventionen jedes Jahr bloss etwa 1% der Gebäude energetisch erneuert/saniert. Wenn bei den 30% der Gebäude, welche zwischen 2020 und 2050 voraussichtlich saniert werden, der Energiebedarf für Heizung und Warmwasser um etwa 60% gesenkt werden könnte ([energieheld.ch/renovation/energieverbrauch#energieverbrauch](http://energieheld.ch/renovation/energieverbrauch#energieverbrauch); letzter Zugriff: 02.01.21), dann könnte die PV-Fläche die zum Ersatz von Heizöl und Gas notwendig wäre auf

$$(1.63 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.7 + 1.63 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.3 \times 0.4) / 150 \text{ kWh} / \text{m}^2 = \mathbf{89 \text{ km}^2}$$

reduziert werden.

Wie weiter oben ausgeführt und bereits berücksichtigt, würde eine Umstellung von der mit fossilen Treibstoffen betriebenen Mobilität auf Elektromobilität den Energieverbrauch drastisch senken. Um wieviel sich die Anzahl der gefahrenen km reduzieren liesse, ist schwer abzuschätzen. Zwischen 2005 and 2019 ist sie noch stark angestiegen, nämlich um 24% beim Personenverkehr und um 27% im Güterverkehr wie vom Bundesamt für Statistik (BFS) dokumentiert. Die meisten Wohngebäude, Geschäfte, Schulen, Verwaltungsgebäude und Betriebe werden im Jahr 2050 immer noch stehen. Deshalb wird sich auch die Anzahl der gefahrenen km im Pendel- und Arbeitsverkehr, sowie im Verkehr im Zusammenhang mit Dienstleistungen und der Verteilung von Gütern nicht beliebig herunterfahren lassen. Das zukünftige Verhalten der Bevölkerung wird entscheidend sein (mehr im nächsten Kapitel). Vielleicht werden sich viele Privatpersonen dazu überreden lassen, mit leistungsschwächeren Fahrzeugen zu fahren. Der Trend der letzten Jahre weist allerdings in die umgekehrte Richtung. Auch könnte eine grössere Berücksichtigung des öffentlichen Verkehrs eine gewisse Entlastung bringen. (Zusätzliche Passagiere würden die Effizienz des ÖVs verbessern. Dieser Effizienzgewinn könnte allerdings durch einen weiteren Ausbau des ÖVs zunichte gemacht werden.) Vielleicht wären die Leute ja auch bereit, ihre Freizeitmobilität (44% der gefahrenen km im Personenverkehr wie aus dem Mikrozensus Mobilität und Verkehr 2015 des BFS hervorgeht) etwas zu reduzieren. In meinen Rechnungen (aber nicht in den Kommentaren)

verzichte ich darauf, auf eine wesentliche Reduktion im Energieaufwand für die Mobilität zu spekulieren.

Mit den erwähnten Einsparungen wäre die benötigte Gesamtfläche an PV-Modulen noch

**85 km<sup>2</sup> + 119 km<sup>2</sup> + 89 km<sup>2</sup> = 293 km<sup>2</sup> gross, oder etwa 20-mal so gross wie die zurzeit installierte PV-Fläche.** (Gemäss BFE produzierten Photovoltaikanlagen 2.18 x 10<sup>9</sup> kWh Elektrizität im Jahr 2019. Rechnet man dies zurück, dann entspricht dies einer Solarzellenfläche von etwa 2.18 x 10<sup>9</sup> kWh / 150 kWh / m<sup>2</sup> = 1.45 x 10<sup>7</sup> m<sup>2</sup> = **14.5 km<sup>2</sup>.**) Berücksichtigte man die geplante Windenergieproduktion, dann würde sich diese PV-Fläche um 5.1 x 10<sup>9</sup> kWh / 150 kWh / m<sup>2</sup> = 3.4 x 10<sup>7</sup> m<sup>2</sup> oder 34 km<sup>2</sup> verringern und wäre dann

**259 km<sup>2</sup>.**

Die auf dieser Fläche produzierte Elektrizitätsmenge wäre

$$2.59 \times 10^8 \text{ m}^2 \times 1.50 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = \mathbf{3.88 \times 10^{10} \text{ kWh} = 38.8 \text{ TWh}}$$

Das BFE schätzte, dass auf Schweizer Dächern und Gebäudefassaden maximal 67 TWh Solarstrom produziert werden könnte (Medienmitteilung vom 15.04.2019), davon 50 TWh auf Dächern und 17 TWh auf Fassaden. Wie zuvor erwähnt erscheint diese Einschätzung als zu optimistisch. Die neue Studie von Walch et al. (2020) bezifferte die Fläche der für die PV-Produktion geeigneten Dächer auf 151 km<sup>2</sup>. Damit liesse sich eine Energiemenge von

$$1.51 \times 10^8 \text{ m}^2 \times 1.50 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 2.26 \times 10^{10} \text{ kWh} = 22.6 \text{ TWh}$$

produzieren. Wenn die Fassaden im gleichen Ausmass berücksichtigt würden wie bei der BFE Studie, dann käme man auf **30.3 TWh**.

Es scheint also nicht möglich zu sein, die gesamte benötigte Strommenge auf den Dächern und Fassaden der Schweizer Gebäude zu produzieren. Es müssten noch zusätzlich

$$0.85 \times 10^{10} \text{ kWh} / 1.50 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = \mathbf{57 \text{ km}^2}$$

**oder doppelt so viel wie die Fläche des Brienersees an PV-Modulen im Gelände verbaut werden.** (Falls die Mobilitätsaufwand um etwa 50% reduziert werden könnte, dann könnte man theoretisch ohne diese Fläche auskommen.)

## Beschaffung oder Herstellung von PV-Anlagen

Wie gross wäre der Energieaufwand für die Produktion der benötigten PV-Anlagen? Man könnte argumentieren, dass wir uns darum nicht kümmern müssten. Wir würden die PV-Zellen und andere Komponenten der PV-Anlagen in China oder anderswo einkaufen und dann hier montieren lassen. Was würde also die Photovoltaisierung der Schweiz kosten?

In der Schweiz rechnet man mit Kosten von etwa 2 Franken pro kWh produziertem Strom (<https://www.energie-gedanken.ch/2017/was-kosten-photovoltaik-anlagen-in-der-schweiz/>; Zugriff: 28.04.2021). Für die  $3.88 \times 10^{10}$  kWh Elektrizität die produziert werden müssten, wären dies **77.6 Milliarden Franken**.

Diese zwar teure aber bequeme Lösung würde sich möglicherweise nicht anbieten. Wenn die konsequente Verwendung von Photovoltaik einer der wichtigsten Lösungsansätze zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität ist, dann werden sich die meisten anderen Länder ja auch darauf stürzen. Einkäufe in der benötigten Grössenordnung könnten wahrscheinlich gar nicht getätigt werden. Auch wäre es wohl unvertretbar, die Chinesen oder andere die von uns benötigten gigantischen Mengen an PV-Modulen und Zubehör produzieren zu lassen und ihnen die daraus resultierende Verschmutzung zu überlassen. Wie zuvor erwähnt, wird es kaum eine Option sein, auf den Ausbau der Photovoltaik zu verzichten und riesige Strommengen langfristig von Nachbarländern produzieren und uns über z.T. nichtexistierende Leitungen liefern zu lassen.

Wir werden also die PV-Anlagen selbst herstellen müssen. Eine zugegebenermassen etwas datierte Berechnung ergab, dass die Produktion von Solarmodulen eine Energiemenge von etwa 585 kWh / m<sup>2</sup> benötigt (Dale and Benson (2013)). Gemäss neueren Zahlen publiziert von Ferroni und Hopkirk (2016) beträgt dieser Wert eher etwa 1'290 kWh / m<sup>2</sup> und nach Installation etwa 1'380 kWh / m<sup>2</sup>. Wenn wir einen mittleren Wert von 1'000 kWh / m<sup>2</sup> nehmen, dann wäre der Energieaufwand etwa

$$2.59 \times 10^8 \text{ m}^2 \times 10^3 \text{ kWh / m}^2 = 2.59 \times 10^{11} \text{ kWh} = 259 \text{ TWh.}$$

Das ist mehr als der Gesamtenergieverbrauch der Schweiz im Jahr 2019 (232 TWh). Es ist zu erwarten, dass die Photovoltaik in Schritten aufgebaut würde. Somit könnte sie auch selbst einen Energiebeitrag zu ihrem Ausbau leisten (über den Minderkonsum von Elektrizität von bestückten Gebäuden). Wenn wir jedes Jahr so viel PV-Fläche dazu bauen würden wie bisher installiert wurde, dann würde der Ausbau 19 Jahre beanspruchen. Kurz danach müsste mit dem Ersatz der ältesten Module begonnen werden... (Die Photovoltaik ist auf eine Laufdauer von 20-25 Jahren ausgerichtet.)

Es ergibt sich bereits aus der Notwendigkeit, grosse Strommengen für den Ausbau der Photovoltaik einzusetzen, dass sich am gegenwärtigen Produktionsmix von Elektrizität kurz- und mittelfristig nicht viel ändern sollte. Auf Kernenergie könnte also nicht kurzfristig oder mittelfristig verzichtet werden. Auf der Verbrauchsseite könnte die Elektromobilität nicht schnell ausgebaut werden. Anderenfalls müssten massiv grössere Stromeinkäufe im Ausland getätigt werden und/oder Gaskraftwerke im grossen Stil zum Einsatz kommen.

Abgesehen von diesem Beispiel wird der graue Energieaufwand in meinen Rechnungen nicht mitberücksichtigt. Wie besprochen, geht es mir vor allem darum, den Istzustand mit dem Sollzustand im Jahr 2050 zu vergleichen. Ich möchte aber nicht unerwähnt lassen, dass für einen Umbau des Energiewesens riesige weitere Investitionen von grauer Energie gemacht werden müssten (im Zusammenhang mit Gebäudesanierungen, dem Erstellen von geothermalen Anlagen, dem Ausbau von Wasserkraftwerken, dem Bau von Windkraftwerken, Elektrolyseanlagen, Methanolisierungsanlagen, usw.) Mein Mitautor geht im letzten Kapitel ausführlicher auf diesen oft vernachlässigten Aspekt ein.

## **Speicherung von PV- «Sommerstrom»**

### Speicherung mittels Pumpspeicherkraftwerken

Wie bereits erwähnt, wäre Pumpspeicherung die energetisch günstigste Lösung. Gespeichert sein müssten

für den allgemeinen Elektrizitätsverbrauch:  $(0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.9$  (Verlust Umwandlung von Elektrizität in potentielle Energie)  $\times 0.56$  (Einsparungen Haushaltverbrauch)  $= 0.29 \times 10^{10}$  kWh ( $E_1 = 2.28 \times 10^{10}$  kWh:  $E_0 = 2.16 \times 10^{10}$  kWh),

für die Mobilität:  $(0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.9$  (Verlust Umwandlung von Elektrizität in potentielle Energie)  $= 0.42 \times 10^{10}$  kWh ( $E_1 = 1.79 \times 10^{10}$  kWh:  $E_0 = 1.69 \times 10^{10}$  kWh), und

für Heizung/Warmwasser:  $(0.73 \times E_1 - 0.075 \times E_0) \times 0.9$  (Verlust Umwandlung von Elektrizität in potentielle Energie)  $\times 0.82$  (Berücksichtigung der voraussichtlich sanierten Gebäude)  $= 0.80 \times 10^{10}$  kWh ( $E_1 = 1.63 \times 10^{10}$  kWh:  $E_0 = 1.41 \times 10^{10}$  kWh), also insgesamt

**$1.51 \times 10^{10}$  kWh.**

Wir können uns anhand des Beispiels der Grimselkraftwerke ein Bild von der Grössenordnung dieser zu speichernden Energiemenge machen. Der Kraftwerkskomplex ist eine der nur drei

Anlagen, die eine installierte Leistung von > 1'000 MW aufweisen (oder einer von sechs Kraftwerkskomplexen mit einer Leistung von > 500 MW). Ein zurzeit hängiges Projekt sieht eine Erhöhung der Staumauer am Grimselsee von 23 m vor, ein Bauvorhaben dessen Kosten mit CHF 235 Millionen veranschlagt wurden. Nach Angabe der Betreiber würde sich mit dieser Erhöhung die speicherbare Energiemenge um

### **2.40 x 10<sup>8</sup> kWh**

vergrössern. Das Speichervolumen des Grimselsees würde mit diesem Ausbau beinahe verdoppelt. Ich nehme an, dass dies ein Beispiel für die vom Bund anvisierte Verdoppelung (oder Verdreifachung) der Speicherkapazitäten ist. Das Mammutprojekt würde also bloss **1.6% der Speicherkapazität** generieren, die notwendig wäre. Selbst wenn die anderen grösseren Speicherkraftwerke entsprechend ausgebaut würden, wäre man immer noch **mindestens eine Grössenordnung (Faktor 10) entfernt von der benötigten Speicherkapazität**. Obschon eine Erweiterung der Speicherkapazität der Pumpspeicherkraftwerke einen wertvollen Beitrag leisten könnte, wäre das Speicherungsproblem noch nicht einmal im Ansatz bewältigt.

Am Beispiel der Grimselkraftwerke kann auch ein weiteres Problem aufgezeigt werden. Ein Baugesuch für die Erhöhung der Staumauer am Grimselsee wurde bereits im Jahr 2005 eingereicht. Der Kanton Bern erteilte 2012 die Konzession zur Erhöhung der Staumauer. Das Projekt wird von den Umweltverbänden Aqua Viva und Schweizerische Greina-Stiftung aus Natur- und Landschaftsschutzgründen bekämpft. Infolge ihrer Demarchen wurde das Projekt vom Bundesgericht im November 2020 vorläufig gestoppt. Selbst wenn nach weiteren Beurteilungen der Staumauerbau das grüne Licht bekommen würde, würde das Bauvorhaben selbst noch 6 weitere Jahre in Anspruch nehmen. Von der Einreichung des Baugesuchs bis zur Fertigstellung des Baus wären also 22 Jahre vergangen. Wenn diese Verzögerung typisch wäre, dann könnten weitere Ausbauprojekte an anderen Stauseen nur kurz vor 2050 realisiert sein. Es gibt offenbar Grün und Grün. Bislang werfen die Einen den Anderen Sand ins Getriebe.

Übrigens, der Bund sieht einen Nettozubau von 3.2 TWh (Elektrizität von Wasserkraft) bis im Jahr 2050 vor (<https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/58259.pdf>; Zugriff: 06.05.2021). Das Beispiel des Staumauerbaus am Grimselsee lässt vermuten, dass da viel Zweckoptimismus im Spiel ist. Selbst wenn das Vorhaben realisiert werden könnte, würde dies bloss etwa 21% des Speicherbedarfs generieren.

Wenn die Speicherkapazität nicht wesentlich ausgebaut werden kann, wäre dann vielleicht das «peak shaving» eine Alternative?

Beim «peak shaving» ginge es in diesem Zusammenhang um die Vorstellung, dass man die photovoltaische Produktion so überdimensionieren könnte, dass sie in der Lage wäre, genug Winterstrom zu produzieren. Wäre dies wirklich ein vernünftiger Lösungsansatz?

Für die Elektrizitätsversorgung rechnete ich mit  $2.16 \times 10^{10}$  kWh x 0.56 (sparsames Szenario). Wie besprochen fällt nur etwas mehr als ein Viertel der PV-Elektrizitätsmenge im Winterhalbjahr an, aber der Konsum ist mehr oder weniger konstant über das ganze Jahr. Die PV-Modulenfläche zur Abdeckung dieses Bedarfs wäre

$$2.16 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.56 \times 50 / 27 \times 1.5 \times 10^2 \text{ m}^2 / \text{kWh} = 1.49 \times 10^8 \text{ m}^2 = \mathbf{149 \text{ km}^2}.$$

Analoges gilt für die Elektromobilität. Eine Solarzellenfläche von

$$1.69 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 50 / 27 \times 1.5 \times 10^2 \text{ m}^2 / \text{kWh} = \mathbf{209 \text{ km}^2}$$

würde benötigt.

Besonders krass wäre es im Heizungsbereich. Ich schätzte, dass 92.5% der dafür aufgewendeten Energiemenge im Winterhalbjahr verbraucht wird. Die benötigte Energiemenge ( $1.16 \times 10^{10}$  kWh) könnte von  $77 \text{ km}^2$  PV-Modulen geliefert werden. Leider würden aber bloss 27% davon im Winterhalbjahr produziert werden. Um eine genügende Elektrizitätsmenge im Winterhalbjahr zur Verfügung zu haben, müsste die Solarzellenfläche auf  $265 \text{ km}^2$  vergrössert werden:

$$1.16 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 92.5 / 27 \times 1.5 \times 10^2 \text{ m}^2 / \text{kWh} = \mathbf{265 \text{ km}^2}.$$

Die Gesamtfläche an Photovoltaikzellen wäre als

$$149 \text{ km}^2 + 209 \text{ km}^2 + 265 \text{ km}^2 - 34 \text{ km}^2 \text{ (Berücksichtigung des Windstroms)} = \mathbf{589 \text{ km}^2}.$$

Dies entspricht etwa **41-mal** der Fläche aller bisher installierten Anlagen. Wie weiter oben besprochen, könnten etwa 30.3 TWh Elektrizität auf Gebäudeoberflächen produziert werden. Eine PV-Fläche von  $630 \text{ km}^2$  hat eine Produktionskapazität von

$$5.89 \times 10^8 \text{ m}^2 \times 1.5 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 8.84 \times 10^{10} \text{ kWh} = 88.4 \text{ TWh}.$$

Zusätzlich in der Landschaft zu verbauen wären PV-Anlagen mit einer Fläche von

$$(88.4 - 30.3) \times 10^9 \text{ kWh} / 1.5 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 38.7 \times 10^7 \text{ m}^2 = \mathbf{387 \text{ km}^2}.$$

**Dies entspricht mehr als 4-mal der Fläche des Zürichsees.**

Meine Meinung dazu: das «peak shaving» als Lösungsansatz wäre absurd.

### Speicherung mittels «power-to-gas» Technologien

Wenn nicht ein Grossteil der im Winterhalbjahr benötigten PV-Elektrizität mittels Pumpspeicherung gespeichert werden könnte, und wenn wir vom «peak shaving» absehen wollten, dann müssten wir auf eine reine Elektromobilität verzichten.

Könnten «power-to-gas» (P2G) Technologien zur Lösung des Speicherungsproblems beitragen? Bei diesen Technologien wird Wasser ( $H_2O$ ) elektrolytisch in Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) aufgespalten. Der Wasserstoff kann entweder über Pipelines verteilt und dann von Verteilern (z.B. Tankstellen) komprimiert oder verflüssigt werden. Anderenfalls kann anfallender Wasserstoff vor Ort komprimiert oder verflüssigt werden und dann in Behältern/Tanks gelagert und verteilt werden. Ein Teil der im Wasserstoff gespeicherten Energie kann mittels Brennstoffzellen als Strom zurückgewonnen werden. Übrigens, Wasserstoff kann mit relativ wenig Verlust mittels der Sabatier Reaktion in Methan ( $CH_4$ ) verwandelt werden. Mit etwas grösserem Verlust kann auch Methanol ( $CH_3OH$ ) hergestellt werden.

Könnte der Teil des PV-Sommerstroms, der im Winterhalbjahr für die elektrisch motorisierte Mobilität benötigt würde, in Wasserstoff umgewandelt und dann als Wasserstoff gespeichert werden? Falls dies möglich wäre, dann würde sich die restliche PV-Sommerelektrizitätsmenge, die in Pumpspeicherseen gespeichert werden müsste, auf etwa

$1.09 \times 10^{10}$  kWh oder 10.9 TWh

verkleinern. Dies wäre jedoch immer noch 45-mal mehr als der Ausbau der Grimselkraftwerke brächte, also wohl immer noch ziemlich unrealistisch. Aber fahren wir trotzdem weiter.

Es liegt auf der Hand, dass die direkte Verwendung von Elektrizität zum Antrieb eines elektrischen Fahrzeugs effizienter ist als eine indirekte Verwendung, bei welcher Elektrizität zur Elektrolyse von Wasser benutzt wird und der so generierte Wasserstoff komprimiert oder verflüssigt (gekühlt) und dann im Fahrzeug mittels einer Brennstoffzelle in Elektrizität zurückverwandelt wird, welche dann den Elektromotor des Fahrzeugs antreibt. Die Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse kann mit einer Effizienz von 60-80% betrieben werden. Die elektrische Energieeffizienz von (Wasserstoff) Brennstoffzellen kann bei 50- 60% liegen. Die

resultierende «round trip efficiency» (Effizienz der Umwandlung von Elektrizität zu Wasserstoff und zurück in Elektrizität) beträgt somit 30-48%. Ich werde mit einer Effizienz von 48% rechnen. Für die Komprimierung des Wasserstoffs werde ich mit einer Effizienz von 85% rechnen.

Wegen den grossen Verlusten die in den P2G Technologien inhärent sind, nehme ich hier an, dass wir mit Hybridfahrzeugen fahren würden, welche sowohl mit Strom als auch mit Wasserstoff (oder Methanol wie weiter unten diskutiert) betrieben werden könnten. Im Sommer würde ausschliesslich mit Strom, und im Winter wahlweise mit Strom oder Wasserstoff gefahren werden. Die Herstellung solcher Fahrzeuge benötigt keiner weiteren Innovation. Auf diese Weise müssten wir «nur» die überschüssige PV-Sommerelektrizität in Wasserstoff umwandeln zur Ergänzung der Wintermobilität. (Diese Hybridmöglichkeit würde möglicherweise nicht zur Verfügung stehen wie im nächsten Kapitel besprochen.)

Wenn die gesamte auf fossilen Treibstoffen beruhende Mobilität auf photovoltaisch erzeugte Elektrizität und photovoltaisch erzeugten Wasserstoff umgestellt würde (und der Wasserstoff in flüssiger Form gelagert und verteilt würde wie weiter unten besprochen), dann wäre die für die Mobilität zu produzierende Energiemenge ( $E_1$ )

$$0.5 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.48 \times 0.8 + 0.27 \times E_1$$

$E_1$ : effektiv zu produzierende Energiemenge

$E_0$ : Bedarf =  $1.69 \times 10^{10}$  kWh

$0.5 \times E_0$ : Winterbedarf (oder Sommerbedarf)

$(0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0)$ : überschüssige PV-Sommerenergie, die gespeichert würde

0.48: «round trip efficiency»

0.8: Berücksichtigung des Energieaufwandes zur Verflüssigung des Wasserstoffs

$$E_1 = (0.5 + 0.5 \times 0.48 \times 0.8) E_0 / (0.73 \times 0.48 \times 0.8 + 0.27) = \mathbf{2.13 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

und die entsprechende Solarzellenfläche

$$2.13 \times 10^{10} \text{ kWh} / 1.50 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = \mathbf{142 \text{ km}^2}.$$

Die insgesamt benötigte PV-Fläche würde sich auf

**85 km<sup>2</sup> + 142 km<sup>2</sup> + 89 km<sup>2</sup> - 34 km<sup>2</sup> (Windenergie) = 282 km<sup>2</sup>, oder etwa 19-mal die gesamte zurzeit verbaute Fläche**

vergrössern. Die produzierte Strommenge dieser PV-Fläche wäre

$$2.82 \times 10^8 \text{ m}^2 \times 1.50 \times 10^2 \text{ kWh/m}^2 = \mathbf{4.23 \times 10^{10} \text{ kWh} = 42.3 \text{ TWh.}}$$

PV-Anlagen auf allen geeigneten Gebäudeflächen würden 30.3 TWh beitragen (s. oben). Zusätzlich müssten also noch

$$1.20 \times 10^{10} \text{ kWh} / 1.50 \times 10^2 \text{ kWh / m}^2 = \mathbf{80 \text{ km}^2}$$

Landschaft mit PV-Modulen überbaut werden (**etwas weniger als die Fläche des Zürichsees**).

Wenn Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken nicht möglich wäre, und der «peak shaving» Ansatz zur Anwendung käme, dann wäre die benötigte PV-Fläche

**149 km<sup>2</sup> + 142 km<sup>2</sup> + 265 km<sup>2</sup> - 34 km<sup>2</sup> (Berücksichtigung des Windstroms) = 522 km<sup>2</sup>, was beinahe der gesamten Fläche des Bodensees entspricht.** Ich nehme an, dass sich ein Kommentar erübrigt.

Zurück zur Speicherung des Wasserstoffs für die Wintermobilität. Die zu speichernde Energiemenge wäre

$$(0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.8 \text{ (Elektrolyseeffizienz)} = (0.73 \times 2.02 \times 10^{10} \text{ kWh} - 0.5 \times 1.69 \times 10^{10} \text{ kWh}) \times 0.8 = 0.50(4) \times 10^{10} \text{ kWh.}$$

Der Energiegehalt von Wasserstoff ist etwa 33.3 kWh / kg. Es müssten also

$$50.(4) \times 10^8 \text{ kWh} / 33.3 \text{ kWh / kg} = 1.51 \times 10^8 \text{ kg} = 1.51 \times 10^5 \text{ Tonnen}$$

Wasserstoff gespeichert werden. Bei einer Dichte von 0.081 kg / m<sup>3</sup> bei Raumtemperatur (300 K) würde das zu speichernde Gasvolumen

$$1.51 \times 10^8 \text{ kg} / 0.081 \text{ kg / m}^3 = 1.86 \times 10^9 \text{ m}^3 = \mathbf{1.86 \text{ km}^3}$$

betragen. Dies entspricht 1.5-mal dem **Wasservolumen des Bielersees**.

Um grosse Volumen von atmosphärischem Wasserstoff zu speichern, müsste man auf geeignete geschlossene geologische Formationen zurückgreifen können. Verschiedene

Projekte zielen darauf ab, Wasserstoff in Kavernen zu lagern, welche durch das Herauswaschen von Salz aus Salzstöcken entstanden sind oder kreierte wurden. Ein solches Projekt läuft in Utah, in der Nähe von Salt Lake City. Das «Advanced Clean Energy Storage Project» (ACES) ist dabei, eine Speichergruppe zu verwirklichen, welche Wasserstoff mit einem Energieinhalt von  $8.76 \times 10^9$  kWh lagern kann. Dies würde genügen für eine Wasserstoff-unterstützte Schweizer Mobilität. In einer ersten Ausbauphase würde Wasserstoff mit einem Energiegehalt von  $1.5 \times 10^8$  kWh gespeichert. Die verwendete Kaverne hat einen Durchmesser von über 0.8 km und ist 1.6 km tief (Volumen:  $0.08 \text{ km}^3$ ). Die «Hypos Alliance» plant einen Salzkavernenspeicher mit  $1.5 \times 10^8$  kWh Kapazität in Sachsen-Anhalt anzulegen.

Meines Wissens gibt es in der Schweiz keine Salzstöcke von auch nur annähernd vergleichbarer Grösse, womit diese Speicherungsstrategie wegfällt. Kavernen die sich für die Gaslagerung eignen könnten, wurden im Grimselgebiet identifiziert. Es geht dabei um ein System von 4 Kavernen, welche  $0.11 \text{ km}^3$  Gas speichern könnte. Das ist etwa 6 % des benötigten Volumens für die Wasserstoffspeicherung für Mobilitätszwecke.

An eine Lagerung von komprimiertem Wasserstoff in der notwendigen Grössenordnung ist aus heutiger Sicht nicht zu denken: die Speicherung von grossen Wasserstoffvolumen ist völlig ungelöstes Problem. Für eine Speicherung in flüssiger Form müssten Behälter für etwa  $1.36 \times 10^8 \text{ kg} / 71 \text{ kg} / \text{m}^3$  (Dichte flüssiger Wasserstoff) =  $1.92 \times 10^6 \text{ m}^3$  (1.92 Milliarden Liter) gebaut werden. Die zurzeit grössten gekühlten Behälter für flüssigen Wasserstoff (NASA) halten 250 Tonnen (Andersson and Grönkvist, 2019). Das Volumen dieser Tanks ist  $2.5 \times 10^5 \text{ kg} / 71 \text{ kg} / \text{m}^3 = 3.52 \times 10^3 \text{ m}^3 = 3.52$  Millionen Liter. Gebraucht würden also mindestens **545 NASA Tanks**.

Wasserstoff würde in Fabrikanlagen hergestellt und verflüssigt. Ein Verteilnetz für den flüssigen Wasserstoff müsste aufgebaut und betrieben werden – noch mehr Mobilität und weitere Verluste. Die Grössenordnung eines solchen Aufwandes übersteigt etwas die Vorstellungskraft.

Anstelle von Wasserstoff könnte man Methanol für die Mobilität verwenden. Der Prozess zur Herstellung von Methanol aus Wasserstoff und  $\text{CO}_2$  ist bekannt und liefert Methanol und Wasser. Methanol muss danach mittels Destillation gereinigt werden. Die Prozessverluste sind in einer Grössenordnung von etwa 20% (Anderson und Grönkvist (2019)). An Methanol Brennstoffzellen wird intensiv geforscht. Bisher erreichten diese Brennstoffzellen noch nicht ganz die Effizienz von Wasserstoff Brennstoffzellen. Es darf gehofft werden, dass die Optimierung nur eine Frage der Zeit ist. Ich nehme hier an, dass die Methanol Brennstoffzellen

die gleiche Effizienz haben werden wie die Wasserstoff Brennstoffzellen. Der grosse Vorteil von Methanol gegenüber dem Wasserstoff ist, dass Methanol bei Raumtemperatur eine Flüssigkeit ist. Die Speicherung in grossen Tanks sowie auch in Fahrzeugtanks ist relativ anspruchslos. Eine Lagerung und Verteilung unter Druck oder tiefgekühlt wie beim Wasserstoff würde wegfallen. Das Volumen von Methanol, das in Tanks gespeichert werden müsste, berechnet sich wie folgt:

$$0.5 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.48 \times 0.8 \text{ (Effizienz Umwandlung H}_2 \text{ zu CH}_3\text{OH)} + 0.27 \times E_1$$

$$E_1 = (0.5 + 0.5 \times 0.48 \times 0.8) \times E_0 \text{ (1.69} \times 10^{10} \text{ kWh)} / (0.73 \times 0.48 \times 0.8 + 0.27) = 2.13 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

Zu speichernde Energiemenge in Form von Methanol:

$$(0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.8 \text{ (Elektrolyseeffizienz)} \times 0.8 \text{ (Effizienz Umwandlung H}_2 \text{ zu CH}_3\text{OH)} \\ = 0.45(4) \times 10^{10} \text{ kWh}$$

Zu speicherndes Methanol Volumen:  $0.45(4) \times 10^{10} \text{ kWh}$  (zu speichernde Energiemenge) /  $6.49 \text{ kWh / kg}$  (Energiegehalt - Heizwert)  $\times 787 \text{ kg / m}^3$  (Dichte) =

**$0.89 \times 10^6 \text{ m}^3$ .**

Die Schweiz betreibt Pflichtlager von Treib- und Brennstoffmengen welche für 4.5 Monate Betrieb ausreichen. Gemäss BFE betrug im Jahr 2019 der Benzinverbrauch 2'282'000 Tonnen, der von Diesel 2'699'000 Tonnen und der von leichtem Heizöl 2'533'000 Tonnen. Im Pflichtlager sollten sich also 856'000 Tonnen Benzin ( $1.16 \times 10^6 \text{ m}^3$ ), 1'012'000 Tonnen Diesel ( $1.22 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) und 950'000 Tonnen leichtes Heizöl (etwa  $1.13 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) befinden. Die vorhandene Lagerkapazität würde für die Lagerung der für das Winterhalbjahr benötigten Methanol Menge von  $0.89 \times 10^6 \text{ m}^3$  ausreichen.

Zusammenfassend kann man sagen, dass eine Methanol-unterstützte Mobilität denkbar wäre. Wie oben besprochen, bliebe das Problem der Speicherung von PV-Sommerstrom für alle anderen Bereiche weitgehendst ungelöst.

Könnte mit Methanol auch die Wärmeerzeugung unterstützt werden? Die zur geothermischen Heizung und Warmwasserzubereitung notwendige Energiemenge wäre

1.41 x 10<sup>10</sup> kWh.

Nach Berücksichtigung der voraussichtlich bis 2050 sanierten Gebäude kämen wir auf

$$1.41 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.7 + 1.41 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.3 \times 0.4 = 1.16 \times 10^{10} \text{ kWh} = E_{00}$$

Nehmen wir wieder an, dass die «round trip efficiency» 48% beträgt und dass bei der Methanol Herstellung noch ein Verlust von 20 % entsteht. Auch würden wir nur mit Methanol heizen, wenn keine PV-Elektrizität zur Verfügung steht. Die zu produzierende PV-Energiemenge wäre

$$0.925 \times E_{00} = (0.73 \times E_1 - 0.075 \times E_{00}) \times 0.48 \text{ (round trip efficiency)} \times 0.80 \text{ (Verlust H}_2 \text{ zu CH}_3\text{OH)} + 0.27 \times E_1$$

$$E_1 = (0.925 + 0.075 \times 0.48 \times 0.80) E_{00} / (0.73 \times 0.48 \times 0.80 + 0.27) = 2.01 \times 10^{10} \text{ kWh.}$$

In Form von Methanol gespeichert:  $(0.73 \times E_1 - 0.075 \times E_{00}) \times 0.8$  (Elektrolyseeffizienz)  $\times 0.8$  (Verlust H<sub>2</sub> zu CH<sub>3</sub>OH) = **1.00 x 10<sup>10</sup> kWh**

Dis entspräche einem Methanol Volumen von

$$1.00 \times 10^{10} \text{ kWh} / 6.49 \text{ kWh / kg (Energiegehalt)} \times 787 \text{ kg/m}^3 \text{ (Dichte)} = \mathbf{1.96 \times 10^6 \text{ m}^3}.$$

Das zu lagernde Methanol Volumen für den Wärme- und Mobilitätsbedarf im Winterhalbjahr wäre  $0.89 \times 10^6 \text{ m}^3 + 1.96 \times 10^6 \text{ m}^3 = 2.85 \text{ m}^3$ . Die gegenwärtig vorhandene Lagerkapazität beträgt  $3\text{-}4 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

Wenn sowohl die Mobilität als auch Gebäudeheizung/Warmwasserzubereitung Methanol verwenden würden, um das PV-Winterloch zu kompensieren, hätte dies Konsequenzen für die benötigte PV-Fläche und die Stromspeicherung mittels Pumpspeicherkraftwerken. Für den Elektrizitätsbedarf (mit Pumpspeicherspeicherung) müssten wir

$$2.28 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.56 \text{ (sparsame Verwendung)} = 1.28 \times 10^{10} \text{ kWh PV-Elektrizität erzeugen,}$$

für Heizung und Warmwasser  $2.01 \times 10^{10} \text{ kWh}$  und für die Mobilität  $2.13 \times 10^{10} \text{ kWh}$ .

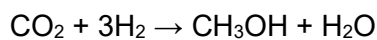
Die insgesamt zu produzierende Elektrizitätsmenge wäre  $5.42 \times 10^{10} \text{ kWh} = 54.2 \text{ TWh}$ . Zusätzlich zu allen geeigneten Gebäudeoberflächen müsste eine riesige PV-Modulenfläche von

$$(54.2 - 30.3) \times 10^9 \text{ kWh} / 1.5 \times 10^2 \text{ kWh / m}^2 = 17.7 \times 10^7 \text{ m}^2 = \mathbf{159 \text{ km}^2}$$

im Gelände installiert werden. **Dies entspricht beinahe 2-mal der Fläche des Zürichsees.**

Ein positiver Effekt wäre die geringere Strommenge, die in Speicherseen gespeichert werden müsste, nämlich  $0.29 \times 10^{10}$  kWh. Dies entspricht «bloss» 12-mal der vom geplanten Ausbau der Grimselkraftwerke erwarteten zusätzlichen Speicherkapazität. Damit wäre die Diskrepanz zwischen der benötigten und der voraussichtlich zur Verfügung stehenden Pumpspeicherkapazität beträchtlich kleiner als bei den ersten Szenarien.

Wie bereits erwähnt, wird  $\text{CO}_2$  benötigt zur Herstellung vom Methanol. Die Herstellung folgt der chemischen Reaktion



(Bowker, M. (2019)). Die einzigen Quellen von erneuerbarem  $\text{CO}_2$ , welche uns in einer  $\text{CO}_2$ -neutralen Schweiz zur Verfügung stehen würden, wären Abfall, «captured»  $\text{CO}_2$  der Schwerindustrie und Holz. Wenn Abfallverbrennungs- und Schwerindustrieanlagen nicht an Orten stünden, an denen man Methanol würde produzieren wollen, müsste mit Holz gearbeitet werden. Hätten wir überhaupt genügend Holz zur Verfügung, um die notwendigen Mengen an  $\text{CO}_2$  für die Methanol Herstellung zu erzeugen?

Zur Energiegewinnung eingesetzt wurden etwa  $6.03 \times 10^6 \text{ m}^3$  im Jahr 2018 (Jahrbuch Wald und Holz, BAFU, 2019). Diese Holzmenge hat ein Gewicht von ungefähr  $4.34 \times 10^9 \text{ kg}$  (Holzdichte: ca.  $720 \text{ kg} / \text{m}^3$ ). Holz besteht etwa zur Hälfte aus Kohlenstoff (C). Bei der Verbrennung sollten etwa

$4.34 \times 10^{12} \times 0.5 \text{ (C Gehalt)} \times 44 \text{ (MW } \text{CO}_2) / 12 \text{ (MW C)} = 7.96 \times 10^{12} \text{ g } \text{CO}_2$  generiert werden. Dies wären

$$7.96 \times 10^{12} \text{ g} / 44 \text{ g} / \text{Mol} = 1.81 \times 10^{11} \text{ Mol } \text{CO}_2.$$

Wie weiter oben besprochen ist die für die Wintermobilität benötigte Energiemenge in Form von Methanol  $0.45 \times 10^{10} \text{ kWh}$ . Dies entspricht

$$45 \times 10^8 \text{ kWh} / 6.49 \text{ kWh} / \text{kg} = 6.93 \times 10^{11} \text{ g Methanol (MW: 32)} = 2.2 \times 10^{10} \text{ Mol Methanol.}$$

Ein Mol  $\text{CO}_2$  wird für die Synthese von 1 Mol Methanol eingesetzt. Wir bräuchten also

$$2.2 \times 10^{10} \text{ Mol } \text{CO}_2.$$

Um das für die Mobilität benötigte Methanol Volumen zu produzieren, müssten bloss etwa 12% des verfügbaren Brennholzes dafür eingesetzt werden. Die bei der Verfeuerung anfallende Wärmeenergie könnte zur Elektrizitätsproduktion und/oder für Fernheizung genutzt werden.

Wie einleitend erwähnt, habe ich Technologien zur Absonderung von CO<sub>2</sub> aus der Luft («direct air carbon capture» oder DAC) nicht diskutiert, da sie noch unausgereift sind (Chatterjee und Huang (2020)). Ich möchte dennoch erwähnen, dass möglicherweise mittels dieser Technologien das für die Methanol Herstellung benötigte CO<sub>2</sub> bereitgestellt werden könnte.

### Solarthermie und die Speicherung saisonal anfallender thermaler Energie

Ich habe die Solarthermie und die damit verbundene Möglichkeit der Speicherung saisonal anfallender thermaler Energie nicht berücksichtigt aus dem einfachen Grund, dass bei allen besprochenen Szenarien alle geeigneten Gebäudeoberflächen schon restlos von der Photovoltaik vereinnahmt würden. Es würde einfach kein Platz mehr zur Verfügung stehen. Natürlich könnten solarthermische Kraftwerke auch in der Landschaft gebaut werden. Ausserdem bestünde die Möglichkeit, PV-T Technologie anstelle der geläufigen Photovoltaik zu verwenden. Bei dieser Technologie wird ein thermaler Kollektor auf der Rückseite eines PV-Panels angebracht, welcher einen Teil der von der PV-Zelle erzeugten Wärme auffängt, welche dann zur Warmwasserzubereitung verwendet werden kann. Jesse Dean und Kollegen vom U.S. National Renewable Energy Laboratory führten eine Modellstudie durch mit einer 31.5 kW (photovoltaische Leistung) / 69 kW (thermische Leistung) PV-T Anlage, welche auf dem Dach eines Gebäudes in Boston montiert wurde. Die Anlage produzierte etwa 6 MWh Wärmeenergie. Wenn eine Gebäudeoberfläche mit einem Mix von herkömmlichen PV-Modulen und PV-T Modulen bedeckt würde, dann könnte zusätzlich zum Strom auch noch eine Wärmemenge produziert werden, welche genügen würde für die Warmwasserzubereitung. Diese Technologie könnte also einen Beitrag leisten (auch über eine Verbesserung der Effizienz der PV-Stromproduktion), der allerdings nicht matchentscheidend wäre.

Weitere Gründe die gegen eine saisonale Speicherung von Wärme sprechen sind technischer und ökonomischer Natur. Dezentrale saisonale Speicherung von Wärme in der Form von warmem Wasser ist mit riesigen Speicherverlusten verbunden. Mit der Vergrösserung des Volumen-zu-Oberflächenverhältnisses verkleinern sich die Verluste. Es müssten also Grossanlagen gebaut werden. Zusätzlich zu den entstehenden Kosten käme die Frage auf, wie solche Anlagen in bereits bestehende Überbauungen integriert werden könnten.

Es gäbe noch andere Möglichkeiten. Anstelle von warmem Wasser (sensible Wärme) könnte man latente Wärme speichern in sogenannten Phasenübergangsmaterialien (Materialien die ihren Aggregatzustand ändern bei Erhitzung) (Sarbu und Sebarchievici (2018)). Dies wäre ein wenig vorteilhafter, würde sich aber kaum für die saisonale Speicherung von Wärme eignen. Vielversprechender wären Sorptionstechnologien, bei welchen z.B. ein hydriertes Salz erhitzt wird und dabei sein assoziiertes Wasser verliert. Bei der Reassoziierung mit Wasser wird Wärmeenergie zurückgewonnen. Allerdings sind Anlagen, die auf diesem Prinzip beruhen, noch technisch unausgereift und deren Wirtschaftlichkeit ist noch nicht absehbar (Scapino et al. (2017)).

Eine zukunftssträngige Projektstudie wurde neuerlich vorgestellt (Schmidt und Linder (2020)). Die untersuchte Technologie beruhte auf der thermochemischen Umwandlung von Kalziumhydroxid zu Kalziumoxid. Das energiereiche Kalziumoxid kann unbeschränkt gelagert werden. In der Gegenwart von Wasser oder Wasserdampf verwandelt sich das Kalziumoxid zurück zu Kalziumhydroxid, wobei die gespeicherte Wärmeenergie freigegeben wird. Theoretisch könnten 58% der für die Erhitzung von Kalziumhydroxid aufgewendeten elektrischen Energie nach beliebig langer Speicherung als Wärmeenergie zurückerhalten werden. Die Verwirklichung dieser Technologie wäre ein Schritt vorwärts. Dennoch, etwa die Hälfte der elektrischen Energie würde verloren gehen. Die für Heizung und Warmwasser aufzuwendende Elektrizitätsmenge wäre wesentlich grösser als bei der oben besprochenen Methanol-betriebenen geothermischen Anlage.

## Zusammenfassung:

### Zu produzierende PV-Elektrizität – PV-Fläche

	Ersatz von nuklear oder fossil erzeugtem Strom	Elektrisch motorisierte Mobilität	Geothermische Heizung und Warmwassererzeugung	Total
Strombedarf (TWh)	21.6	16.9	14.1	52.6
PV-Fläche (km <sup>2</sup> )*	144	113	94	351
Bei Pumpspeicherung des überschüssigen Sommerstroms (unwahrscheinliches Szenario: niemand glaubt daran, dass die notwendige Speicherkapazität je geschaffen werden kann):				
Strombedarf (TWh)	22.8	17.9	16.3	57.0
PV-Fläche (km <sup>2</sup> )	152	119	109	380
Bei Pumpspeicherung des überschüssigen Sommerstroms unter Berücksichtigung von Einsparungen im Elektrizitätsverbrauch von Haushalten und im Wärmebereich durch voraussichtliche Gebäudesanierungen (unwahrscheinliches Szenario: niemand glaubt daran, dass die notwendige Speicherkapazität je geschaffen werden kann):				
Strombedarf (TWh)	12.8	17.9	13.4	44.1
PV-Fläche (km <sup>2</sup> )	85	119	89	293
Peak-shaving anstelle von Speicherung unter Berücksichtigung von Einsparungen im Elektrizitätsverbrauch von Haushalten und im Wärmebereich durch voraussichtliche Gebäudesanierungen:				
Strombedarf (TWh)	22.4	31.4	39.7	93.5
PV-Fläche (km <sup>2</sup> )	149	209	265	623
Bei Pumpspeicherung des überschüssigen Sommerstroms für die Elektrizitätsversorgung und Benutzung von P2G Technologie zur Methanol-unterstützten Mobilität und Heizung/ Warmwasserzubereitung (unter Berücksichtigung von Einsparungen im Elektrizitätsverbrauch von Haushalten und im Wärmebereich durch voraussichtliche Gebäudesanierungen):				
Strombedarf (TWh)	12.8	21.3	20.1	54.2
PV-Fläche (km <sup>2</sup> )	85	142	134	361

\* Für PV geeignete Gesamtfläche (Dächer und Fassaden) auf Gebäuden: **202 km<sup>2</sup>**

## Fazit

Photovoltaikstrom könnte den Strom ersetzen, der heute von Kernkraftwerken und Kraftwerken, welche fossile Energieträger verfeuern, erzeugt wird. Alle Strassenmobilität könnte auf elektrisch motorisierte Fahrzeuge umgestellt werden. Die Heizung und Warmwasserzubereitung könnte konsequent mittels geothermischer Anlagen erfolgen. Die notwendigen Elektrizitätsmengen für die Mobilität und Heizung/Warmwasserzubereitung würden ebenfalls photovoltaisch erzeugt. Damit wären wir beinahe CO<sub>2</sub> neutral. Die für die Industrie und den Dienstleistungssektor benötigten Elektrizitätsmengen sind vorhanden, und die Erzeugung von Raumwärme/Warmwasser könnte in diesen Sektoren ebenfalls mittels Geothermie erfolgen. Ich habe in meinen ersten Überschlagsrechnungen vereinfachend angenommen, dass fossile Brennstoffe ausschliesslich für Heizung und Warmwassererzeugung verwendet werden. In Wirklichkeit benötigt die Industrie einen grossen Teil der von ihr konsumierten fossilen Brennstoffe zur Erzeugung von Prozesswärme und als Ausgangsstoffe für Produkte. Im Rahmen des Möglichen müsste die Erzeugung von Prozesswärme ebenfalls elektrisch erfolgen. Wo weiterhin fossile Brennstoffe für die Herstellung von Prozesswärme verwendet würden, müsste das generierte CO<sub>2</sub> eingefangen und gelagert werden. Dann ist da noch der Flugverkehr (1'877'000 Tonnen Flugbenzin in 2019), der auf biogene (voraussichtlich im Ausland eingekaufte) Treibstoffe umgestellt werden müsste.

Es ist wichtig sich daran zu erinnern, dass ich nur die energetisch günstigsten Lösungen berücksichtigt habe. Eine Elektromobilität (Betrieb) verbraucht etwa 3.5-mal weniger Energie als eine fossile Mobilität. Geothermische Heizung/Warmwasserzubereitung (vorzugsweise mittels Wasser-Wasser Wärmepumpen) benötigt bis zu 4.5-mal weniger Energie als die herkömmliche Technologie. Um das CO<sub>2</sub>-Ziel zu erreichen, benötigten wir dennoch eine gigantische Fläche von PV-Modulen. Im letzten, halbwegs plausiblen Szenario (pumpgespeicherte PV-Energie zur Komplementierung der Elektrizitätsversorgung und Methanol-unterstützte Mobilität und Heizung/Warmwasserzubereitung) machte ich überdies die Annahme, dass Haushalte im Jahr 2050 nur noch halb so viel Strom verbrauchen werden wie heute. Ebenfalls berücksichtigt habe ich, dass voraussichtlich etwa 30% aller Gebäude energetisch saniert sein werden im Jahr 2050. Auch mit diesen Effizienzgewinnen kam ich auf eine PV-Anlagenfläche von etwa 361 km<sup>2</sup>. Dies würde die verfügbare Fläche auf Hausdächern und Gebäudefassaden (etwa 202 km<sup>2</sup>) weit übersteigen. Es müssten zusätzlich noch PV-Farmen mit einer Modulenfläche von insgesamt etwa 160 km<sup>2</sup> in Gelände gebaut werden. Dies entspricht etwa 2-mal der Fläche des Zürichsees. Man muss diese Zahlen auch am bisher Erreichten messen. Aller Hype der letzten Jahre zum Trotz wurden bisher erst etwa 14.5 km<sup>2</sup>

Photovoltaik installiert. Wir bräuchten also etwa 25-mal mehr, was Unmengen von grauer Energie verschlingen würde.

Es ist das Wesen der Solarenergie, dass sie hauptsächlich im Sommerhalbjahr anfällt. Dieser triviale Satz beinhaltet das Hauptproblem der Nutzung von Solarenergie. Photovoltaikzellen produzieren etwa 73% ihres Stroms im Sommerhalbjahr und 27% im Winterhalbjahr. Der Elektrizitätsverbrauch von Haushalten sowie von Industrie und Dienstleister ist mehr oder weniger konstant über das Jahr hinweg. Das gleiche gilt für die Mobilität und die Warmwasserzubereitung. Besonders krass ist es bei der Heizung, welche bekannterweise fast ausschliesslich im Winterhalbjahr betrieben wird, während der Solarstrom hauptsächlich im Sommerhalbjahr anfällt.

Es ergibt sich daraus, dass für die Ergänzung der Elektrizitätsversorgung und für die elektrisch motorisierte Mobilität im Winter etwas weniger als ein Drittel des im Sommerhalbjahr dafür produzierten PV-Stroms für das Winterhalbjahr gespeichert werden müsste. Für Heizung/Warmwasserherstellung müssten 90% des dafür produzierten Sommerstroms für den Winter gespeichert werden. Die energetisch günstigste Speicherung wäre mittels Pumpspeicherkraftwerken. Unglücklicherweise steht im Sommer keine ungenutzte Speicherkapazität zur Verfügung. Die benötigte Kapazität müsste also zugebaut werden. Die zu speichernde Strommenge (aller überschüssiger Sommerstrom für die allgemeine Elektrizitätsversorgung, die Elektromobilität und Heizung/Warmwasser im Winter) wäre etwa  $1.51 \times 10^{10}$  kWh. Zur Veranschaulichung habe ich den geplanten Ausbau der Grimselkraftwerke herangezogen. In diesem Projekt, welches schon seit vielen Jahren von Umweltverbänden bekämpft wird, soll die Grimselseestaumauer um 23 m erhöht werden. Damit würde eine zusätzliche Speicherkapazität von  $2.40 \times 10^8$  kWh geschaffen. Das Mammutbauwerk würde als bloss etwa 1.6% der benötigten Kapazität bereitstellen. Es ist klar, dass auch mit dem Ausbau aller grösseren Speicherkraftwerke nur ein Bruchteil der notwendigen Kapazität geschaffen werden könnte. Ob dieser Ausbau überhaupt politisch machbar sein wird, steht noch auf einem anderen Blatt geschrieben. So oder so wären wir auch mit einem ambitionierten Ausbau sehr weit von einer hinreichenden Speicherkapazität entfernt.

Die Idee den fürs Winterhalbjahr benötigten Sommerstrom mittels Batterien zu speichern wird im nächsten Kapitel besprochen. Es genügt hier vorausgreifend zu sagen, dass diese Speichermöglichkeit nicht zur Verfügung stehen wird.

Die Speicherung von riesigen Strommengen könnte allenfalls mittels des sogenannten «peak shaving» umgangen werden. Dabei würde man die Photovoltaik so ausbauen, dass sie auch

im Winterhalbjahr den benötigten Strom liefern könnte. Im Sommerhalbjahr würde viel zu viel Strom produziert, was mit einer Abschaltung eines Teils der Anlagen verhindert werden könnte. Die dafür benötigte Photovoltaikfläche wäre wirklich gigantisch. Zusätzlich zu allen verfügbaren Gebäudeoberflächen müssten Solaranlagen mit einer Gesamtfläche von 421 km<sup>2</sup> gebaut werden. Dies entspräche etwa 5-mal der Fläche des Zürichsees. Die Begeisterung für ein solches Unterfangen würde sich vermutlich in Grenzen halten.

Der für die Wintermobilität und Heizung & Warmwasser im Winter zusätzlich benötigte Strom könnte in Form von Wasserstoff, Methan oder Methanol gespeichert werden. Bei Bedarf könnte Strom über Brennstoffzellen zurückgewonnen werden. Das vordergründigste Problem damit wären die unvermeidbaren Verluste. Die sogenannte «round trip efficiency» für Wasserstoff liegt bei höchstens etwa 50%, d.h. bei der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und zurück zu Strom gehen etwa 50% der ursprünglichen Energiemenge verloren. (Wie später besprochen, könnten diese Verluste durch Rückgewinnung von Abwärme nur wenig reduziert werden.) Die Umwandlung von Wasserstoff zu Methanol ist mit zusätzlichen Verlusten verbunden. Dazu kommen Verluste bei der Speicherung. Bei zentraler oder regionaler Herstellung wäre Methanol wohl der vorteilhafteste Energieträger. Möglichkeiten in grossem Umfang atmosphärischen Wasserstoff oder Methan zu speichern wären in der Schweiz sehr limitiert. Die Speicherung und Verteilung von komprimierten oder flüssigen Gasen wären möglich, würden aber den Ausbau einer gewaltigen Infrastruktur voraussetzen. Methanol ist flüssig bei Raumtemperatur und könnte deshalb mit relativ bescheidenem Aufwand gelagert werden.

Bezüglich der vorgesehenen Windstromproduktion war ich möglicherweise zu optimistisch. Obwohl die Windenergieproduktion im Winter am zuverlässigsten sein sollte, kamen auch schon Flauten von mehreren Wochen mitten in Winter vor. Verlässt man sich nicht auf die Windproduktion, dann vergrössert sich der geschätzte PV-Flächenbedarf um 34 km<sup>2</sup>.

In meinen Überschlagsrechnungen habe ich verschiedenste Verluste wie z.B. Stromtransportverluste nicht berücksichtigt. Den Unterhalt und die Erneuerung der gebauten Anlagen habe ich ebenfalls ignoriert. Die Photovoltaikanlagenflächen sowie die Speicherkapazitäten (Strom und/oder Gas/Methanol) müssten noch wesentlich grösser ausgelegt werden als hier gerechnet. Wenn Sonnenenergie für die Basisversorgung benutzt würde, dann müsste insbesondere der Variabilität der PV-Stromproduktion Rechnung getragen werden. Dies hätte eine beträchtliche Überdimensionierung der PV-Anlagen zur Folge. Die Dimensionen würden auch in dem Ausmass grösser, in welchem Heizung und Warmwasserzubereitung nicht auf Geothermie (oder analogen Technologien, die Umweltwärme ausnutzen) umgestellt werden könnten. Möglicherweise würden auch

technische und ökonomische Hindernisse einer konsequenten Nutzung solcher Technologien im Weg stehen. **Die benötigten PV-Flächen müssten möglicherweise 1.5-2-mal so gross sein wie hier geschätzt. Dies wären dann 540+ km<sup>2</sup>.** Können Sie sich eine PV-Fläche vorstellen, die gleich gross oder grösser ist als die gesamte Fläche des Genfersees, des zweitgrössten Sees Mitteleuropas? Wir gelangen allmählich in den Bereich des Fantastischen.

Es ist auch wichtig festzustellen, dass die hier präsentierten Abschätzungen grossenteils auf statistischen Zahlen des Jahres 2019 beruhen (GEST 2019). Die Anzahl von Haushalten und Betrieben, welche Elektrizität, Heizung und Warmwasser benötigen werden im Jahr 2050 sowie die Anzahl von Menschen, welche dann auf Mobilität angewiesen sein werden, werden nicht den heutigen entsprechen. Es darf vermutet werden, dass im Jahr 2050 infolge weiterer Zuwanderung mehr Menschen auf der Strasse/Schiene sein werden und dass eine grössere Anzahl von Haushalten und Betrieben Energie benötigen wird. Vielleicht werden Effizienzgewinne bei elektrisch betriebenen Geräten durch zusätzliche Ansprüche vermindert oder gar neutralisiert.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass eine Umstellung auf eine CO<sub>2</sub>-neutrale Energiewirtschaft wahrhaftig eine Herkulesaufgabe wäre. Die Dimensionen eines solchen Umbaus wären derart gewaltig, dass er mit Sicherheit nicht ohne einen konkreten Plan verwirklicht werden könnte, der die Anstrengungen kanalisiert. Ob der notwendige Aufwand über Einkäufe im Ausland vermindert werden könnte, muss fraglich bleiben. Davon auszugehen, dass Elektrizität, PV-Anlagen oder deren Komponenten, biogene Treibstoffe, Holz oder andere Biomasse langfristig importiert werden können, erscheint als unverantwortlich.

## **Kapitel 2: Dezentrale Produktion und dezentraler Verbrauch von erneuerbarer Energie: Möglichkeiten und Grenzen**

In der bisherigen Diskussion habe ich abgeschätzt, welche Mengen von PV-Energie erzeugt werden müssten, um (annähernd) CO<sub>2</sub>-Neutralität zu erreichen. Es erscheint als grundsätzlich vernünftig, dezentral produzierten Strom auch dezentral zu verbrauchen. Die Idee dabei ist nicht, dass jedes Gebäude als isolierte Produktions- und Konsumeinheit funktionieren müsste. Verschiedene Gebäude würden sich ja zum Teil drastisch in Stromproduktion und Strombedarf unterscheiden. Die Stromverteilung könnte wie bisher über den Grid erfolgen. Mit dem Ausbau der Photovoltaik und auch der Windenergieproduktion werden die Netzbetreiber zunehmend mit zwei Problemen zu kämpfen haben. Das eine ist, dass sie eine wachsende

Zahl von Energieerzeugern managen müssen. Das andere ist, dass die Produktion dieser Energieerzeuger stark fluktuiert. Es wird offenbar daran gedacht, kleinere Grids, sogenannte Microgrids, zu schaffen, welche Gebäude relativ kleinräumig vernetzen. Es wird vielerorts auch am Konzept der «autonomous energy grids» (AEG) gearbeitet (<https://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/tomorrows-power-grid-will-be-autonomous>; Zugriff: 24.02.2021). Diese AEGs sind Netzwerke die Energieproduktion, Speicherung und Endverbrauch integrieren. Sie gleichen Microgrids, sind aber «smarter» und erlauben ein sekundenschnelles Management von Produktion und Verbrauch.

In diesem Kapitel geht es mir hauptsächlich darum herauszufinden, ob und unter welchen Umständen auf geeigneten Oberflächen von Gebäuden mit Wohnnutzung produzierter PV-Strom die Elektrizitätsversorgung und die Heizung/Warmwasserzubereitung dieser Gebäude abdecken könnte. Konsequenzen für die Energieversorgung der Mobilität und das übrige Energiewesen werden ebenfalls angedacht.

Ich gehe diese Betrachtung von den Haushalten her an. Gemäss Zahlen des BFS gibt es in der Schweiz  $3.8 \times 10^6$  Haushalte, in welchen durchschnittlich 2.2 Personen leben. Der Elektrizitätsbedarf eines Haushaltes mit 2-3 Personen wird mit 3'000 – 4'000 kWh pro Jahr beziffert. Unter Benutzung des oberen Wertes von 4'000 kWh pro Haushalt erhalte ich

$$3.8 \times 10^6 \text{ Haushalte} \times 4.0 \times 10^3 \text{ kWh/Haushalt} = 1.52 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

für den Elektrizitätsbedarf aller Haushalte. Einen etwas höheren Wert von  $1.89 \times 10^{10}$  kWh (33.1% der Gesamtelektrizitätsproduktion) habe ich auf «[www.strom.ch/de/energiewissen/stromverbrauch](http://www.strom.ch/de/energiewissen/stromverbrauch)» des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) gefunden (letzter Zugriff 26.12.2020). Ein ähnlicher Wert (33.4 %) lässt sich in der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2019 (Est 2019) finden. Da es die Experten wohl besser wissen also ich, verwende ich deren Angaben. (Das bedeutet auch, dass der Elektrizitätsbedarf eines Haushaltes mit 2-3 Personen nicht bei 3'000 – 4'000 kWh sondern eher bei 5'000 kWh liegt!)

Wenn wir wie oben annehmen, dass aufgrund von Effizienzgewinnen und einem hoffentlich etwas sparsameren Verhalten der Haushalte die benötigte Elektrizitätsmenge um 50% verringert werden kann, kämen wir auf etwa

$$0.94 \times 10^{10} \text{ kWh} = \mathbf{9.4 \text{ TWh.}}$$

Beim Versuch die Gesamtfläche der für die Photovoltaik geeigneten Oberflächen aller wohngenutzten Gebäude abzuschätzen, habe ich verschiedene statistische Angaben (auch

aus verschiedenen Jahren) berücksichtigt. Das BFS präsentierte die folgenden Zahlen für 2019 (unter «Allgemeine Übersicht "Gebäude" nach Kantonen 2019»)

Gebäude mit Wohnnutzung	Anzahl
Insgesamt	1'756'927
Reine Wohngebäude	1'476'501
Einfamilienhäuser	1'000'700
Mehrfamilienhäuser	474'801
Wohngebäude mit Nebennutzung	198'289
Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	82'137

Leider wurden keine Angaben zu durchschnittlichen Geschossflächen oder zur Anzahl von Gebäuden im Industrie- und Dienstleistungssektor gemacht. Das Fakt Sheet 2014 «Energieverbrauch von Gebäuden» der Konferenz Kantonalen Energiedirektoren geht von einem Gesamtbestand von 2.3 Millionen Gebäuden aus, wovon 1.67 Millionen (72.6%) mit Wohnnutzung (Zahlen 2012). Offenbar die beste detaillierte Gebäudestatistik, die auch Gebäude ohne Wohnnutzung miteinschliesst, stammt aus dem Jahr 1990 ([www.energiegedanken.ch/statistische-zahlen-schweiz](http://www.energiegedanken.ch/statistische-zahlen-schweiz); letzter Zugriff: 09/02/2021). Ich benutze diese Statistik, um relative Daten zur Gesamtoberfläche (Geschossfläche) verschiedener Gebäudetypen zu ermitteln unter der Annahme, dass sich die Relationen nicht stark verändert haben:

Gebäudetyp	Brutto Geschossfläche 10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup>	Anzahl Gebäude in % von allen Gebäuden	Relative Geschossfläche 10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup> x (%)
Industriegebäude	84	4.96	416.6
Dienstleistungsgebäude	127	5.91	750.6
Gemischte Wohngebäude	69	6.71	463.0
Nebengebäude	28	17.62	493.4
Landwirtschaftliche Gebäude	99	21.08	2'086.9
Reine Wohngebäude	265	43.72	11'585.8
Total		100	15'796.3

Anzahl Gebäude: 2'156'400

Relativer Anteil an Geschossflächen von Gebäuden mit Wohnnutzung im Jahr 1990: 79,4 %.  
Über 68% der Gebäude (1'466'000) waren Gebäude mit Wohnnutzung.

Totale Fläche aller PV-tauglichen Gebäudedächer nach Walch et al. (2020): 267 km<sup>2</sup>  
(geeignet: 56.4 %): 151 km<sup>2</sup>

Totale Fläche aller PV-tauglichen Dächer von Gebäuden mit Wohnnutzung: 151 km<sup>2</sup> x 0.794  
= 120 km<sup>2</sup>

Totale Fläche aller PV-tauglichen Dächer und Fassaden von Gebäuden mit Wohnnutzung  
(hochgerechnet anhand der oben erwähnten Schätzung des BFE): 161 km<sup>2</sup>

PV-Strom erzeugbar:  $1.61 \times 10^8 \text{ m}^2 \times 1.50 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 2.42 \times 10^{10} \text{ kWh} = \mathbf{24.2 \text{ TWh}}$ .

Bezüglich Heizung und Warmwassererzeugung würde es darum gehen, die für diesen Bereich eingesetzten fossilen Treibstoffe zu ersetzen. Ich gehe vereinfachend davon aus, dass alle bestehenden Gas- oder Ölheizungen mit geothermischen (oder vergleichbaren) Anlagen ersetzt würden. Aus der Gesamtenergiestatistik 2019 des BFE geht hervor, dass Haushalte Erdölbrennstoffe mit einem Energieinhalt von 66'740 TJ ( $1.85 \times 10^{10}$  kWh) und Gas mit einem Energieinhalt von 47'730 TJ ( $1.33 \times 10^{10}$  kWh) verbrauchen. (Die Gasmenge, die für's Kochen gebraucht wird, fällt nicht ins Gewicht.)

Der Massstab für die Energieeffizienz von Wärmepumpen (in geothermische Anlagen) ist ihre Jahresarbeitszahl (JAZ), die das Verhältnis von «Wärmeproduktion» und Stromverbrauch angibt. Bei sehr effizientem Betrieb kann die JAZ etwa 4.5 erreichen.

Wir müssten also etwa

$$(1.85 \times 10^{10} \text{ kWh} + 1.33 \times 10^{10} \text{ kWh}) / 4.5 = \mathbf{0.71 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

Elektrizität aufwenden, um die fossilen Brennstoffe zu ersetzen.

Bis 2050 werden voraussichtlich 30% der bestehenden Gebäude energetisch saniert worden sein (Reduktion des Energieaufwandes um geschätzte 60%). Diese Sanierungen werden im Wesentlichen unabhängig sein vom Typ der installierten Heizanlage. Ich nehme an, dass alle nicht-elektrische Energie (158'140 TJ oder  $4.40 \times 10^{10}$  kWh; GEST 2019), die von Haushalten verbraucht wird, für Heizung/Warmwasserzubereitung verwendet wird. Nur 72% dieser Energiemenge wird mit fossilen Brennstoffen erzeugt. Es werden voraussichtlich also nur 21.6% relevante Gebäude saniert (und auf Geothermie umgerüstet).

Die PV-Elektrizitätsmenge, die für den Ersatz der fossilen Brennstoffe eingesetzt werden müsste, wäre dann

$$0.71 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.78(4) + 0.71 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.21(6) \times 0.4 = 0.62 \times 10^{10} \text{ kWh}.$$

Die gesamte für Haushaltstromverbrauch und Heizung/Warmwasserzubereitung notwendige Elektrizitätsmenge wäre

$$0.94 \times 10^{10} \text{ kWh} + 0.62 \times 10^{10} \text{ kWh} = 1.56 \times 10^{10} \text{ kWh} = \mathbf{15.6 \text{ TWh}}.$$

Diese Energiemenge könnte auf den dafür geeigneten Flächen auf Schweizer Gebäuden mit Wohnnutzung produziert werden (**24.2 TWh**).

Damit haben wir aber die saisonale Natur der Elektrizitätserzeugung mittels Photovoltaik noch nicht miteinbezogen. Im Winterhalbjahr benötigten wir 10.4 TWh, die PV-Anlagen gäben aber (theoretisch) nur 6.5 TWh her. Falls eine effiziente (dezentrale) Speichermöglichkeit für die überschüssige Sommerproduktion gefunden werden könnte, dann könnte das Szenario funktionieren. Könnte die notwendige Elektrizitätsmenge für das Winterhalbjahr mittels Batterien gespeichert werden? Der Wirkungsgrad von Lithiumionenbatterien liegt bei etwa 90% und die Selbstentladung bei etwa 1%/6 Monate.

Speicherung für den Winterverbrauch von Elektrizität in Haushalten:

$$0.5 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.90 \times 0.99 + 0.27 \times E_1; E_0 = 0.94 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

$$E_1 = (0.5 + 0.5 \times 0.90 \times 0.99) \times E_0 / (0.73 \times 0.90 \times 0.99 + 0.27) = 0.97 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

$$\text{Maximal benötigte Speicherkapazität: } (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) = 0.24 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

Speicherung für den Winterverbrauch Heizung/Warmwasser:

$$0.925 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.075 \times E_0) \times 0.90 \times 0.99 + 0.27 \times E_1; E_0 = 0.62 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

$$E_1 = (0.925 + 0.075 \times 0.90 \times 0.99) \times E_0 / (0.73 \times 0.90 \times 0.99 + 0.27) = 0.67 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

$$\text{Maximal benötigte Speicherkapazität: } (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) = 0.18 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

Ein durchschnittlicher Haushalt müsste

$(0.24 \times 10^{10} \text{ kWh} + 0.18 \times 10^{10} \text{ kWh}) / 3.8 \times 10^6 \text{ (Haushalte)} = 1.11 \times 10^3 \text{ kWh}$  Elektrizität speichern. Wenn z.B. Lithium-Eisen-Phosphat Batterien benutzt würden, dann wäre die Masse der benötigten Batterien etwa

$1.11 \times 10^3 \text{ kWh} / 9.0 \times 10^{-2} \text{ kWh/kg}$  (Energiedichte) =  $1.23 \times 10^4 \text{ kg}$  = **12.3 Tonnen Batterien (pro Haushalt)**. Das Volumen der Batterien wäre ungefähr  $6 \text{ m}^3$  (oder **6'000 Liter**).

Beim heutigen Preis von etwa 100 Franken/kWh wären die Kosten für die Batterien etwa

**111'000 Franken / Haushalt.**

Für alle Haushalte zusammen würden 46.7 Millionen Tonnen Batterien benötigt. Könnte man Batterien mit einer Kapazität von 4.2 TWh überhaupt kaufen? Die Antwort ist ein klares Nein: die für 2028 erwartete globale Produktionskapazität für Lithiumionenbatterien ist 2 TWh ([www.energycentral.com/c/ec/world-battery-production](http://www.energycentral.com/c/ec/world-battery-production); letzter Zugriff: 26.01.2021).

Die Verwendung von P2G Technologie wäre wahrscheinlich die einzige realistische Möglichkeit, die für das Winterhalbjahr benötigte PV-Energie zu speichern. Ich betrachte in meinem Beispiel eine Speicherung von überschüssiger PV-Sommerelektrizität in Form von Wasserstoff.

Vaillant hat eine Brennstoffzelle entwickelt, die eine Gesamtenergieeffizienz von 93% aufweist und eine elektrische Effizienz von 33% ([http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2016/Projekt\\_10-2016/ProjektInfo\\_1016\\_engl\\_internetx.pdf](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2016/Projekt_10-2016/ProjektInfo_1016_engl_internetx.pdf); letzter Zugriff: 26.01.2012). Ich werde einen Elektrolyseverlust (80%ige Effizienz) und einen zusätzlichen Verlust für die Komprimierung des Wasserstoffs (85%ige Effizienz) berücksichtigen.

$E_0$ : Energiebedarf Haushaltelektrizität:  $0.94 \times 10^{10} \text{ kWh}$ ;  $E_{00}$ : Energiebedarf Heizung/Warmwasser:  $0.62 \times 10^{10} \text{ kWh}$ ;  $E_{000}$ : Energiebedarf Heizung/Warmwasser mit allen Gebäuden saniert:  $0.28 \times 10^{10} \text{ kWh}$ ;  $E_1$ : effektive Elektrizitätsmenge die für den Haushaltbedarf zu produzieren wäre;  $E_2$ : effektive Elektrizitätsmenge die für Heizung/Warmwasserzubereitung zu produzieren wäre;  $E_{20}$ : wie  $E_2$  aber Abwärme der Brennstoffzelle verwendet; JAZ (Jahresarbeitszahl) = 4.5

Haushaltelektrizität:

$$0.5 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times F_1 + 0.27 \times E_1$$

$$F_1 = 0.85 \text{ (Effizienz H}_2 \text{ Komprimierung)} \times 0.8 \text{ (Elektrolyseeffizienz)} \times 0.33 \text{ (elektrische Effizienz Brennstoffzelle)} = 0.22$$

$$E_1 = (0.5 + 0.5 \times F_1) \times E_0 / (0.73 \times F_1 + 0.27) = \mathbf{1.33 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

Heizungs- und Warmwasserbereich:

$$0.925 \times E_{00} = (0.73 \times E_2 - 0.075 \times E_{00}) \times F_1 + 0.27 \times E_2$$

Benötigte Winter PV-Energie	Überschüssige Sommer PV-Energie	Effizienzfaktoren	Im Winter erzeugte PV-Energie
--------------------------------	------------------------------------	-------------------	----------------------------------

Bei der hypothetischen geothermischen Heizanlage produziert 1 kWh eingesetzte elektrische Energie 4.5 kWh thermische Energie (JAZ).

$$4.5 \times 0.925 \times E_{00} = (0.73 \times E_2 - 0.075 \times E_{00}) \times 4.5 \times F_1 + 0.27 \times E_2 \times 4.5$$

Benötigte Winter Wärme Energie	Überschüssige Sommer PV- Energie umgewandelt in Wärme Energie	Effizienzfaktoren	Im Winter erzeugte PV-Energie umgewandelt in Wärme Energie
-----------------------------------	---	-------------------	---

Wenn wir annehmen, dass alle an der Brennzelle entstehende thermische Energie (inklusive der Abwärme, welche bei der Erzeugung von Haushaltstrom generiert wird) verwendet wird, dann erhalten wir:

$$4.5 \times 0.925 \times E_{00} = (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{00}) \times 4.5 \times F_1 + 0.27 \times E_{20} \times 4.5$$

Benötigte Winter Wärme Energie	Überschüssige Sommer PV- Energie umgewandelt in Wärme Energie	Effizienzfaktoren	Im Winter erzeugte PV -Energie umgewandelt in Wärme Energie
-----------------------------------	---	-------------------	---

$$+ (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{00}) \times F_2 + (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2$$

Abwärme der Brennstoffzelle Verwendung Heizung/Warmwasser	Abwärme der Brennstoffzelle Verwendung Produktion von Haushaltelektrizität
--	---

$F_2 = 0.85$  (Effizienz H<sub>2</sub> Komprimierung)  $\times$   $0.8$  (Elektrolyseeffizienz)  $\times$   $0.60$  (thermische Effizienz Brennstoffzelle) =  $0.41$

$$E_{20} = ((4.5 \times 0.925 + 0.075 \times F_1 \times 4.5 + 0.075 \times F_2) \times E_{00} - (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2) / (0.73 \times F_1 \times 4.5 + 0.27 \times 4.5 + 0.73 \times F_2) = \mathbf{1.09 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

Der Elektrizitätsbedarf der durch PV abgedeckt werden müsste, wäre also **1.33 x 10<sup>10</sup> kWh** für den Haushaltstrombereich und **1.09 x 10<sup>10</sup> kWh** für den Heizungs- und Warmwasserbereich. Der Gesamtenergiebedarf für beide Bereiche wäre **2.42 x 10<sup>10</sup> kWh = 24.2 TWh**. Dies ist genau so viel wie auf allen geeigneten Flächen von Gebäuden mit Wohnnutzung theoretisch produziert werden könnte (**24.2 TWh**).

Rechnen wir das Ganze nochmals mit einer Brennstoffzelle, die eine elektrische Effizienz von 60% besitzt. In einer ersten Rechnung nehmen wir an, dass die Prozesswärme, welche in der Brennstoffzelle entsteht, nicht genutzt wird.

Haushaltelektrizität:

$$0.5 \times E_0 = (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times F_1 + 0.27 \times E_1$$

$$F_1 = 0.85 \text{ (Effizienz H}_2 \text{ Komprimierung)} \times 0.8 \text{ (Elektrolyseeffizienz)} \times 0.60 \text{ (elektrische Effizienz Brennstoffzelle)} = 0.41$$

$$E_1 = (0.5 + 0.5 \times F_1) \times E_0 / (0.73 \times F_1 + 0.27) = \mathbf{1.16 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

Heizungs- und Warmwasserbereich:

$$0.925 \times E_{00} = (0.73 \times E_2 - 0.075 \times E_{00}) \times F_1 + 0.27 \times E_2$$

$$E_2 = (0.925 + 0.075 \times F_1) \times E_{00} / (0.73 \times F_1 + 0.27) = \mathbf{1.04 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

Der Elektrizitätsbedarf der durch PV abgedeckt werden müsste, wäre **1.16 x 10<sup>10</sup> kWh**, und der Bedarf für den Heizungs- und Warmwasserbereich **1.04 x 10<sup>10</sup> kWh**. Der Gesamtenergiebedarf für beide Bereiche wäre also **2.20 x 10<sup>10</sup> kWh = 22.0 TWh**. Diese Energiemenge ist nur unbedeutend geringer als die Energiemenge, die auf allen Gebäudeflächen theoretisch produziert werden könnte (**24.2 TWh**).

Schauen wir das nochmals an unter der Annahme, dass dieselbe Brennstoffzelle eine 93%ige Gesamteffizienz besitzt (wie die Vaillant Zelle). Die anfallende thermische Energie würde ebenfalls für Heizung/Warmwasserzubereitung verwendet.

$$F_2 = 0.85 \text{ (Effizienz H}_2 \text{ Komprimierung)} \times 0.8 \text{ (Elektrolyseeffizienz)} \times 0.33 \text{ (thermische Effizienz Brennstoffzelle)} = 0.22$$

$$4.5 \times 0.925 \times E_{00} = (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{00}) \times F_1 \times 4.5 + 0.27 \times E_{20} \times 4.5 + (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{00}) \times F_2 + (0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times F_2$$

$$E_{20} = ((4.5 \times 0.925 + 0.075 \times F_1 \times 4.5 + 0.075 \times F_2) \times E_{00} - (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2) / (0.73 \times F_1 \times 4.5 + 0.27 \times 4.5 + 0.73 \times F_2) = \mathbf{0.94 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

Der Strombedarf der durch PV abgedeckt werden müsste, wäre  $\mathbf{2.10 \times 10^{10} \text{ kWh} = 21.0 \text{ TWh}}$ . Diese Energiemenge könnte theoretisch auf den vorhandenen Gebäudeflächen ( $\mathbf{24.2 \text{ TWh}}$ ) produziert werden. Die Rückgewinnung der Prozesswärme hat die aufzuwendende PV-Energiemenge nur relativ geringfügig reduziert.

Bei den oben gerechneten Szenarien würde etwa gerade so viel oder geringfügig weniger Elektrizität benötigt als auf allen geeigneten Gebäudeoberflächen produziert werden könnte. In der realen Welt würde das wohl nicht aufgehen. Zunächst einmal muss wieder darauf aufmerksam gemacht werden, dass es sich bei den präsentierten Rechnungen um Abschätzungen handelt. Die wirklichen Zahlen könnten um einiges anders ausfallen. Auch habe ich Verluste, die bei der Speicherung von komprimiertem Wasserstoff entstehen würden nicht einkalkuliert. Obwohl diese Verluste gering sein sollten wie in einer Arbeit von Karsten Müller (Müller (2019)) erwähnt, werden sie nicht Null sein. Ausserdem muss berücksichtigt werden, dass die PV-Stromproduktion vom Wetter abhängig ist und sich nicht an Durchschnittswerte hält. Eine langandauernde Schlechtwetterlage könnte schnell Schwierigkeiten bereiten. Auch wird die Idealvorstellung, dass Heizung/Warmwasserzubereitung überall mittels Geothermie Anlagen erfolgt, nicht vollständig umsetzbar sein. Um eine akzeptable Versorgungssicherheit zu erreichen, müsste man mit einer Strommenge auskommen können, die wesentlich kleiner ist als die Menge, die theoretisch produziert werden könnte.

Könnte diese Reduktion mit der Gesamtsanierung aller Gebäude erreicht werden?

Wenn alle Gebäude gesamtsaniert wären, dann kämen wir fürs Heizen/Warmwasser auf einen geschätzten Energiebedarf von

$$0.71 \times 10^{10} \text{ kWh} \times 0.4 = 0.28 \times 10^{10} \text{ kWh} (E_{000}).$$

Rechnen wir wieder mit einer Brennstoffzelle mit einer elektrischen Effizienz von 60% und einer Gesamteffizienz von 93%:

$$F_1 = 0.9 (\text{Effizienz H}_2 \text{ Komprimierung}) \times 0.8 (\text{Elektrolyseeffizienz}) \times 0.60 (\text{elektrische Effizienz Brennstoffzelle}) = 0.41$$

$$F_2 = 0.9 (\text{Effizienz H}_2 \text{ Komprimierung}) \times 0.8 (\text{Elektrolyseeffizienz}) \times 0.33 (\text{thermische Effizienz Brennstoffzelle}) = 0.22$$

$E_{000}$ : Energiebedarf Heizung/Warmwasser mit allen Gebäuden saniert:  $0.28 \times 10^{10}$  kWh;  $E_1 = 1.16 \times 10^{10}$  kWh;  $E_0 = 0.94 \times 10^{10}$  kWh.

$$4.5 \times 0.925 \times E_{000} = (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{000}) \times F_1 \times 4.5 + 0.27 \times E_{20} \times 4.5 + (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{000}) \times F_2 + (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2$$

$$E_{20} = ((4.5 \times 0.925 + 0.075 \times F_1 \times 4.5 + 0.075 \times F_2) \times E_{000} - (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2) / (0.73 \times F_1 \times 4.5 + 0.27 \times 4.5 + 0.73 \times F_2) = \mathbf{0.40 \times 10^{10} \text{ kWh}}$$

Durch PV abzudecken wären  **$1.16 \times 10^{10}$  kWh** für den Elektrizitätsbereich und  **$0.40 \times 10^{10}$  kWh** für den Heizungs- und Warmwasserbereich. Der Gesamtenergiebedarf für beide Bereiche wäre also  **$1.56 \times 10^{10}$  kWh = 15.6 TWh**. Dies entspricht etwas weniger als zwei Dritteln der PV-Energiemenge die auf Gebäudeoberflächen (**24.2 TWh**) erzeugt werden könnte. Diese Sicherheitsmarge könnte genügen.

Könnte der Wasserstoff fürs Winterhalbjahr überhaupt dezentral gespeichert werden? Die obigen Szenarios sahen vor, dass Wasserstoff in komprimierter Form gelagert wird. Im letzten Szenario müsste für das Winterhalbjahr Wasserstoff mit einem Energieinhalt von

$$(0.73 \times E_1 - 0.5 \times E_0) \times 0.85 \text{ (Effizienz H}_2 \text{ Komprimierung)} \times 0.8 \text{ (Elektrolyseeffizienz)} =$$

$$(0.73 \times 1.16 \times 10^{10} \text{ kWh} - 0.5 \times 0.94 \times 10^{10} \text{ kWh}) \times 0.85 \times 0.8 = 0.26 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

für die Haushaltelektrizität, und

$$(0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{000}) \times 0.9 \text{ (Effizienz H}_2 \text{ Komprimierung)} \times 0.8 \text{ (Elektrolyseeffizienz)} =$$

$$(0.73 \times 0.40 \times 10^{10} \text{ kWh} - 0.075 \times 0.28 \times 10^{10} \text{ kWh}) \times 0.85 \times 0.8 = 0.18 \times 10^{10} \text{ kWh}$$

für Heizung und Warmwasser gespeichert werden. Wasserstoff bei 700 Bar hat eine Energiedichte von  $1332 \text{ kWh/m}^3$  ( $33.3 \text{ kWh} / \text{kg} \times 40 \text{ kg} / \text{m}^3$ ). Das zu speichernde Volumen wäre

$$0.44 \times 10^{10} \text{ kWh} / 1.33 \times 10^3 \text{ kWh/m}^3 = 3.31 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

$$\text{Pro Haushalt: } 3.31 \times 10^6 \text{ m}^3 / 3.8 \times 10^6 \text{ (Haushalte)} = 0.87 \text{ m}^3 = \mathbf{870 \text{ Liter pro Haushalt.}}$$

Dies scheint ein Lichtblick zu sein: wenigstens vom Volumen her scheint die Speicherung einer adäquaten Menge von komprimiertem Wasserstoff machbar.

Könnte die Energiemenge, welche auf allen Gebäudeoberflächen (inklusive Gebäude mit industrieller, Dienstleistungs- und landwirtschaftlicher Nutzung) produziert werden kann, ausreichen, um Gebäude mit Wohnnutzung mit Elektrizität zu versorgen und gleichzeitig alle beheizbaren Gebäude mit erneuerbarer Energie zu beheizen?

Die Mengen an fossiler Energie die die Industrie und der Dienstleistungssektor verbrauchen sind bekannt (GEST 2019):

Industrie: 52'240 TJ (exklusive Kohle)

Dienstleistungssektor: 56'020 TJ

Praktisch alle fossile Energie wird im Dienstleistungssektor für Heizung und Warmwasserherstellung eingesetzt. Für die Industrie sieht das anders aus. Gemäss der «Analyse des Schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2019 nach Verwendungszwecken» des BFE (heruntergeladen am 30.04.2021) wurden im Jahr 2019 Brennstoffe mit einem Energieinhalt von 16'400 TJ für Raumwärme und Warmwasser aufgewendet (davon 7'390 TJ Fernwärme). Ich nehme an, dass es sich bei den übrigen Brennstoffen hauptsächlich um Erdgas und Heizöl handelte.

Insgesamt wurde also eine fossile Energiemenge von 65'030 TJ oder  $1.81 \times 10^{10}$  kWh für Heizung und Warmwasserzubereitung verbraucht.

Die weiteren Annahmen, die für den Haushaltsektor gemacht wurden, sollen auch für die anderen Sektoren gelten:

alle Gebäude sind energetisch saniert;

Heizung/Warmwasserzubereitung erfolgt mittels geothermischer (oder ähnlich-artigen) Anlagen;

überschüssiger PV-Sommerstrom wird in Form von Wasserstoff gespeichert; und

Brennstoffzellen mit einer Gesamteffizienz von 93% und einer elektrischen Effizienz von 60% werden benutzt.

Der Energiebedarf für Raumwärme/Warmwasser im Dienstleistungssektor und der Industrie wäre somit

$1.81 \times 10^{10}$  kWh  $\times$  0.4 (Verminderung des Aufwandes durch Sanierung) / 4.5 (JAZ; Benutzung geothermischer Anlagen) =  $0.16 \times 10^{10}$  kWh.

$E_0$ : Energiebedarf Haushaltelektrizität:  $0.94 \times 10^{10}$  kWh;  $E_{000}$ : Energiebedarf Heizung/Warmwasser mit allen beheizbaren Gebäuden saniert:  $0.16 \times 10^{10}$  kWh +  $0.28 \times 10^{10}$  kWh =  $0.44 \times 10^{10}$  kWh;  $E_1$ : effektive Strommenge die für den Haushaltbedarf produziert werden müsste:  $1.16 \times 10^{10}$  kWh;  $E_2$ : effektiv zu produzierende Elektrizitätsmenge für Heizung/Warmwasserzubereitung;  $E_{20}$ : wie  $E_2$  aber Abwärme der Brennstoffzelle verwendet; JAZ (Jahresarbeitszahl) = 4.5

$F_1 = 0.85$  (Effizienz  $H_2$  Komprimierung) x  $0.8$  (Elektrolyseeffizienz) x  $0.60$  (elektrische Effizienz Brennstoffzelle) =  $0.41$

$F_2 = 0.85$  (Effizienz  $H_2$  Komprimierung) x  $0.8$  (Elektrolyseeffizienz) x  $0.33$  (thermische Effizienz Brennstoffzelle) =  $0.22$

$4.5 \times 0.925 \times E_{000} = (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{000}) \times F_1 \times 4.5 + 0.27 \times E_{20} \times 4.5 + (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{000}) \times F_2 + (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2$

$E_{20} = ((4.5 \times 0.925 + 0.075 \times F_1 \times 4.5 + 0.075 \times F_2) \times E_{000} - (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2) / (0.73 \times F_1 \times 4.5 + 0.27 \times 4.5 + 0.73 \times F_2) = \mathbf{0.66 \times 10^{10} \text{ kWh}}$

Der Elektrizitätsbedarf der Gebäude mit Wohnnutzung der durch PV abgedeckt werden müsste, wäre  $\mathbf{1.16 \times 10^{10} \text{ kWh}}$ , und der Bedarf für den Heizungs- und Warmwasserbereich aller beheizbaren Gebäude wäre  $\mathbf{0.66 \times 10^{10} \text{ kWh}}$ . Der Gesamtenergiebedarf für beide Bereiche wäre  $\mathbf{1.82 \times 10^{10} \text{ kWh} = 18.2 \text{ TWh}}$ . Diese Energiemenge sollte verlässlich auf den vorhandenen Gebäudeflächen produziert werden können ( $\mathbf{30.3 \text{ TWh}}$ ).

Wieviel schlechter würden die Resultate aussehen, wenn die Effizienz der Wärmepumpen in den geothermischen Anlagen geringer wäre als angenommen. Verringern wir die Jahresarbeitszahl von 4.5 auf 3.5. Der Wert für  $E_{000}$  wäre dann  $0.21 \times 10^{10}$  kWh +  $0.36 \times 10^{10}$  kWh =  $0.57 \times 10^{10}$  kWh.

$3.5 \times 0.925 \times E_{000} = (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{000}) \times F_1 \times 3.5 + 0.27 \times E_{20} \times 3.5 + (0.73 \times E_{20} - 0.075 \times E_{000}) \times F_2 + (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2$

$E_{20} = ((3.5 \times 0.925 + 0.075 \times F_1 \times 3.5 + 0.075 \times F_2) \times E_{000} - (E_1 \times 0.73 - 0.5 \times E_0) \times F_2) / (0.73 \times F_1 \times 3.5 + 0.27 \times 3.5 + 0.73 \times F_2) = \mathbf{0.84 \times 10^{10} \text{ kWh}}$

Der mit PV abzudeckende Strombedarf wäre  $\mathbf{20.0 \text{ TWh}}$ . Theoretisch produziert werden könnten  $\mathbf{30.3 \text{ TWh}}$ . Auch dieses Szenario sollte noch aufgehen.

Die PV-Elektrizität, die für die Mobilität benötigt würde, könnte nicht auf Gebäudeoberflächen produziert werden. Es müssten PV-Parks gebaut werden, um diese Energiemenge zu erzeugen. Der vorgesehene bescheidene Ausbau von Speicherkraftwerken würde keine rein elektrisch betriebene Mobilität erlauben. Da die Lagerung von Wasserstoff in der benötigten Grössenordnung viel zu aufwendig (und möglicherweise technisch nicht machbar) wäre, nehme ich an, dass die Mobilität z.T. mit Methanol betrieben würde. Methanol würde mittels Brennstoffzellen in elektrische Energie umgewandelt, mit welcher elektrisch motorisierte Fahrzeuge angetrieben würden.

Wie im ersten Kapitel besprochen, bestünde für diese Motorisierung ein Elektrizitätsbedarf von  $2.13 \times 10^{10}$  kWh. Die PV-Fläche, die für die Produktion dieser Energiemenge zur Verfügung stehen müsste, wäre

$2.13 \times 10^{10} \text{ kWh} / 1.5 \times 10^2 \text{ m}^2 / \text{kWh} = 1.42 \times 10^8 \text{ m}^2 = 142 \text{ km}^2$ . Zur Gewährleistung einer gewissen Versorgungssicherheit müsste wohl mit einer PV-Fläche von über  $210 \text{ km}^2$  gerechnet werden.

Die riesigen und fluktuierenden PV-Strommengen für die Mobilität, die nicht in Methanol umgewandelt und direkt in den Grid fließen würden, wären möglicherweise nicht zu beherrschen. Deshalb würde vielleicht eine reine Methanol-basierte Mobilität bevorzugt. Methanol würde zentral produziert, und der dafür aufgewendete Strom würde nicht in den Grid gelangen. Die erforderliche Energiemenge wäre

$1.69 \times 10^{10} \text{ kWh} / 0.48$  (round trip efficiency Brennstoffzellen)  $\times 0.8$  (Effizienz Umwandlung  $\text{H}_2$  zu  $\text{CH}_3\text{OH}$ ) =  $4.40 \times 10^{10}$  kWh,

und die dafür benötigte PV-Modulenfläche wäre

$4.40 \times 10^{10} \text{ kWh} / 1.5 \times 10^2 \text{ kWh} / \text{m}^2 = 293 \text{ km}^2$ , mit Sicherheitsmarge wohl über  $439 \text{ km}^2$ .

Es wäre notwendig, industrielle Kombinate zu erstellen, welche riesige PV-Anlagen, Elektrolyse Anlagen, Methanol Produktionsanlagen und Holzkraftwerke (oder andere  $\text{CO}_2$  Lieferanten) kombinierten.

## **Fazit**

Mit der Gesamtanierung aller Gebäude, Effizienzgewinnen bei elektrischen Anlagen (Beleuchtung, Haustechnik, Geräten, usw.), der konsequenten Nutzung von Geothermie für

die Wärmeerzeugung und der Verwendung von hoch-effizienten Brennstoffzellen wäre es rechnerisch möglich, die Energiemengen, die notwendig wären für die elektrische Versorgung der Haushalte sowie den Heiz- und Warmwasserbedarf dezentral auf Gebäudeoberflächen mittels Photovoltaik zu produzieren. Es dürfte sogar möglich sein, alle Gebäude der Industrie sowie des Dienstleistungssektors mit Raumwärme und Warmwasser zu versorgen. Schwankungen in der Elektrizitätsproduktion sowie im Verbrauch würden mittels Batterien ausgeglichen. Überschüssiger Strom würde zur Herstellung von Wasserstoff verwendet, welcher komprimiert und lokal gespeichert würde. Dieser Wasserstoff würde im Winterhalbjahr mittels Brennstoffzellen in Strom zurückverwandelt. Da sowohl Stromproduktion als auch Verbrauch in Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern, Bürogebäuden, Gebäuden mit Geschäften, Industriegebäuden, usw. unterschiedlich sein würden, wäre es notwendig, dezentrale Microgrids oder AEGs zu installieren. Solche Netze könnten von Gemeinden und Städten im Laufe von Unterhaltsarbeiten an Strassen angelegt werden. Die Netze wären (an einem Punkt) mit dem Grid verbunden, würden aber im Wesentlichen unabhängig betrieben werden.

Mehrere Schwierigkeiten müssten bei der Verwirklichung eines solchen Konzeptes überwunden werden. Eine solche Schwierigkeit betrifft die Versorgungssicherheit. In den vorteilhafteren Szenarien betrug der voraussichtliche Verbrauch von Strom etwas weniger als zwei Drittel der zu erwartenden Produktion. Aus dem Schlussbericht vom 25.01.2021 der «Studie Winterstrom Schweiz – Was kann die heimische Photovoltaik beitragen» (BFE) konnte ich herauslesen, dass in den Jahren 2004-2018 die geringst mögliche PV-Sommerstromproduktion etwa  $99.5 \text{ kWh} / \text{m}^2$  PV-Fläche hätte sein können (schlechteste monatliche Produktionswerte summiert – ein Szenario das wohl noch nie vorgekommen ist) und die höchst mögliche etwa  $142 \text{ kWh} / \text{m}^2$  PV-Fläche. Meine Rechnungen erforderten eine Produktion von maximal  $99 \text{ kWh} / \text{m}^2$  PV-Fläche. Die Versorgung sollte also normalerweise gewährleistet sein. Für aussergewöhnliche Situationen sollte es aber dennoch ein Auffangscenario geben. Die geplante Windenergieproduktion von  $5.1 \times 10^9 \text{ kWh}$  könnte uns da etwas behilflich sein, sollten die entsprechenden Anlagen tatsächlich gebaut werden. Eine zusätzliche Vergrösserung der PV-Parks (die benötigt würden um Strom für die Mobilität zu generieren) müsste ins Auge gefasst werden.

Die Lagerung von Wasserstoff ist heute noch ein weitgehend ungelöstes Problem. Es ist noch unklar, ob Wasserstoff am besten komprimiert oder als Flüssigkeit gelagert werden soll oder ob andere Speichermöglichkeiten (Absorption, Metallhydride, oder «chemische» Hydride) möglicherweise vorteilhafter wären (Andersson und Grönkvist (2019)). Selbst die einfachste Möglichkeit, nämlich die Speicherung unter einem Druck von 700 Bar, ist keineswegs

ausgereift. Kleine Tanks aus Verbundmaterial konnten zwar für die Verwendung in Fahrzeugen entwickelt werden, aber grössere stationäre Tanks gibt es noch nicht (Rivard et al. (2019)). Bei der Abschätzung des Volumens des zu speichernden Wasserstoffs kam ich auf etwas weniger als einen Kubikmeter pro Haushalt (bei 700 Bar). Die Herstellung sowie der Verbau solcher Tanks, insbesondere für Mehrfamilienhäuser wäre keine triviale Angelegenheit. Auch bei Brennstoffzellen und Elektrolyse Anlagen (PEM) besteht noch ein beträchtlicher Entwicklungsbedarf. So verwenden sowohl Brennstoffzellen als auch PEM Elektrolyseanlagen das seltene (so selten wie Gold) und teure Übergangsmetall Platin (Elektroden). Anstrengungen sind im Gange, Platin etwa durch leitfähige Kunststoffe zu ersetzen (<https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/news/2008/brennstoffzellen-ohne-platin-halten-laenger/>; Zugriff: 05.05.2021). Allerdings ist dies noch Zukunftsmusik. Schliesslich sollte auch erwähnt werden, dass Fragen zur Sicherheit der Nutzung von Wasserstoff im Immobilien- und Haushaltbereich noch weitgehend ungeklärt sind.

Meine Rechnungen gehen davon aus, dass Heizung und Warmwasserzubereitung weitgehendst mittels geothermischer oder analoger Anlagen erfolgen würden. Auch machte ich die Annahmen, dass alle verfügbaren Gebäudeoberflächen mit Photovoltaik bestückt und alle Gebäude energetisch saniert sein werden. Wenn die Photovoltaik nicht vollständig ausgebaut würde, wenn eine beträchtliche Anzahl von Gebäuden nicht energiesparend mit Geothermie oder analogen Anlagen\* beheizt würde oder wenn es mit der Gebäudesanierung nicht wesentlich rassistiger voranginge als heute, dann würden die Rechnungen nicht aufgehen. Eine zentrale Frage wäre deshalb wie man eine quasi vollständige Umsetzung dieser Aus- und Umbauvorhaben erzielen könnte. Dabei geht es nicht nur darum, die Menschen vom Projekt zu überzeugen, sondern auch um die industriellen Kapazitäten, die verfügbar sein müssten. Wie erwähnt muss befürchtet werden, dass eine Grosszahl der benötigten PV-Anlagen inklusive PV-Module, kompakten Elektrolyseanlagen, Brennstoffzellen, Kompressoren und Tanks aus Verbundmaterial im Inland hergestellt werden müsste. Die Kapazitäten dafür sind mit Sicherheit nicht vorhanden. Auch wären die gewerblichen Betriebe und die Baubetriebe, so wie sie zurzeit aufgestellt sind, wohl nicht annähernd in der Lage, die erforderlichen baulichen Massnahmen durchzuführen, nämlich die energetische Sanierung von weit mehr als einer Million Gebäude, der Einbau (in diese Gebäude) von geothermischen oder analogen Wärmeanlagen, die flächendeckende Installation von Photovoltaikanlagen, die Installation der P2G Technologie inklusive Erdarbeiten für die Wasserstoffspeicherung. Auch wenn die industriellen Kapazitäten zeitgerecht aufgebaut werden könnten, ist nicht zu vernachlässigen, dass gewaltige Energiemengen in den Umbau gesteckt werden müssten. Wie in diesem Kapitel abgeschätzt, würde allein schon die Produktion der benötigten PV-Module mehr als die Gesamtenergiemenge verschlingen, die die Schweiz in einem Jahr

verbraucht. Es darf vermutet werden, dass wir keinen sich absenkenden Energiepfad vor uns haben würden, ausser wenn wir weiterhin nur wenig unternähmen.

\*Es ist seit einiger Zeit bekannt, dass die konsequente Umsetzung der Geothermie in den grösseren Städten an Grenzen stossen wird. Ein dichtes Netz von geothermischen Anlagen resultiert in Interferenzphänomenen, d.h., der Untergrund kühlt sich ab und die Effizienz auch benachbarter Anlagen sinkt. Es wird also nicht ohne weiteres möglich sein, die notwendige Anzahl von individuellen Anlagen zu installieren, die für die Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser benötigt würden. Dieses Problem sollte sich nicht stellen in den meisten suburbanen Regionen und den ländlichen Regionen (Walch et al. (2021)). Das Geothermie Potential der grösseren Städte könnte durch Regeneration der Geothermie Bohrfelder erhöht werden. Dabei würde Wärme aus verschiedensten Quellen inklusive Abwärme dazu benutzt, Wärme in den Boden zurückzuführen während den Sommermonaten. Grössere Anlagen mit 100% Wärmerückführung könnten erstellt werden. Andere Wärmequellen könnten genutzt werden. Städte eignen sich ideal für Fernbeheizung. Nicht zufällig befinden sich die meisten grösseren Städte an Seen und grossen Flüssen. Dies böte die Möglichkeit, thermische Energie dieser Seen und Flüsse anstelle von Erdwärme zu nutzen. Eine Studie der Eidgenössischen Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz (Eawag) zeigte auf, dass das thermische Potential von Gewässern in der unmittelbaren Nähe von grösseren Städten in der Regel höher ist als die Nachfrage für Heizung und Warmwasserzubereitung (Gaudard et al. (2018)). In der Region Zürich würde es knapp werden. Dennoch könnte die Nutzung von thermischer Energie aus dem See einen wichtigen Beitrag leisten.

Wenn die auf PV-Energie basierende Elektrizitätsversorgung der Haushalte und die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in allen nicht-landwirtschaftlichen Gebäuden sichergestellt werden könnte, wie in diesem Kapitel besprochen, dann könnte der Verbrauch von fossilen Brennstoffen (Heizöl leicht) und Erdgas von 223'870 TJ auf 43'230 TJ, also um über 80%, gesenkt werden. Die verbleibenden Mengen werden im Wesentlichen von der Industrie verbraucht, ein Grossteil davon zur Erzeugung von Prozesswärme. Es darf angenommen werden, dass Prozesswärme oftmals auch elektrisch generiert werden könnte (and wo nicht möglich allenfalls auf andere Prozesse ausgewichen werden könnte). Dies würde allerdings den Elektrizitätsbedarf erhöhen. Ohne Kernkraft und fossil erzeugte Elektrizität und unter Abzug der heute vom Verkehr verbrauchten Strommenge würden der Industrie und dem Dienstleistungssektor etwa 55% der heute verbrauchten Elektrizität zur Verfügung stehen. Ihr gegenwärtiger Anteil ist 57%. Möglicherweise könnten die Effizienzgewinne, die insbesondere wie im Haushaltsektor auch im Dienstleistungssektor zu erwarten wären, einen erhöhten Elektrizitätsbedarf für die Herstellung von Prozesswärme grossenteils kompensieren. Wo ein Ersatz von fossilen Brennstoffen wirklich nicht möglich ist, müsste das generierte CO<sub>2</sub> eingefangen und gelagert werden.

Der für eine elektrisch motorisierte Mobilität benötigte PV-Strom könnte nicht auf Gebäudeoberflächen produziert werden. Es müssten also PV-Parks gebaut werden. Um die geringere PV-Stromerzeugung im Winterhalbjahr zu kompensieren, müsste Sommerstrom gespeichert werden. In Ermangelung anderer Möglichkeiten, müsste die Speicherung mittels P2G Technologien erfolgen. Ich glaube, dass sich Wasserstoff als Treibstoff nicht empfehlen würde. Eine komplett neue Transport-, Lagerungs- und Verteilinfrastruktur müsste aufgebaut werden. Methanol würde sich wesentlich besser eignen, da es bei Raumtemperatur flüssig ist. Teile der bestehenden Strukturen (Tankstellen, Pflichtlager, Gasleitungen, usw.) könnten für Transport, Lagerung und Verteilung verwendet werden. Die PV-Fläche die rein theoretisch notwendig wäre (keine Absicherung für ungünstige meteorologische Verhältnisse), um eine Mobilität im heutigen Rahmen zu ermöglichen, wäre etwa 142 km<sup>2</sup> gross. Diese Zahl gälte für eine Mobilität, die hauptsächlich elektrisch betrieben würde und auf Methanol zurückgreifen würde, um die niedrigere Stromproduktion im Winter zu kompensieren. Falls aus technischen Gründen die Mobilität vollständig mit Methanol betrieben werden müsste, dann wäre die Gesamtfläche der benötigten PV-Parks 293 km<sup>2</sup>. Diese Fläche würde nur theoretisch ausreichen. Um die Versorgung abzusichern, müsste diese Fläche noch geschätzt 1.5-2-mal grösser sein. Die Dimensionen dieser PV-Parks wären ungeheuerlich. Zudem müssten gigantische Elektrolyse Anlagen und Anlagen für die Methanol Herstellung erstellt werden. Die Versorgung der Mobilität wird wahrscheinlich unser grösstes Problem sein. Der Personen- und Güterverkehr auf der Strasse müsste drastisch reduziert werden.

Dass dies möglich wäre, sollte einem jeden klar sein. Der Freizeitverkehr verantwortet 44% der im Personenverkehr gefahrenen km. Wieso müssen wir durch das ganze Land reisen, um ein Konzert zu besuchen? Weshalb müssen wir jedes Wochenende 200 km weit fahren, um in unserem Ferienhaus übernachten zu können? Wieso müssen wir 50 km fahren, um unsere Tochter zur Universität zu bringen? Weshalb müssen wir 25 km fahren, um in einem Migros in der nächsten Ortschaft einkaufen zu gehen, bloss weil der uns ein bisschen besser passt als unser Laden, oder dort die Parkgarage gratis ist? Weshalb müssen wir überhaupt mit dem Auto zum Migros fahren, wenn es ohne grosse Anstrengung mit dem Velo zu machen wäre? Auch im Dienstleistungssektor gäbe es unzählige Sparmöglichkeiten. Wieso muss ein Unternehmen aus dem Thurgau in einer Genfer Liegenschaft die Balkonböden renovieren? Wieso repariert ein Sanitär aus Genf eine Heizung in Lausanne? Weshalb sucht sich jemand eine Wohnung, die 100 km von seinem Arbeitsort entfernt ist, obwohl sich eine Wohnung um die Ecke anböte? Weil er 200 Franken weniger für die Miete ausgeben will, oder weil er sich gestresst fühlen würde, in unmittelbarer Nähe des Büros zu wohnen? Oder, wieso muss ein Unternehmen wie die Migros unzählige Fahrten zu Zulieferern und Filialen unternehmen, weil sie selbst in der kleinsten Filiale ein Sortiment von Tausenden von Artikeln unterhalten muss

(weil von Konsumenten mit den Füßen so abgestimmt)? Ich zweifle keinen Moment daran, dass sich bei etwas bescheideneren Ansprüchen oder etwas mehr Vernunft die gefahrenen km halbieren liessen. Das andere betrifft die Fahrzeuge. Wieso können wir uns nicht in einem Auto mit der halben Leistung fortbewegen? Wieso glauben wir ökologisch zu sein, wenn wir unseren Mittelklassewagen mit einem elektrischen Monstertruck ersetzen? Der Energieaufwand liesse sich halbieren. Auf diese Weise würden aus 400 km<sup>2</sup> PV-Fläche 100 km<sup>2</sup>. Man müsste nur wollen, und die Behörden sollten versuchen, gut überlegte Anreize zu schaffen. Eine 95 g CO<sub>2</sub> / km Limite für Neuwagen (wie im neuen CO<sub>2</sub>-Gesetz) ohne wirksamen Anreiz, auf den Kauf eines gigantischen SUVs oder eines elektrischen Monstertrucks zu verzichten, qualifiziert definitiv nicht.

In den in diesem Kapitel beschriebenen Szenarien fände die Produktion und der Verbrauch von Energie in Gebäuden (Gebäudeelektrizität, Heizung und Warmwasserzubereitung) im Wesentlichen unabhängig vom Elektrizitätsnetz statt. Bei reiner Methanol Mobilität könnte die Treibstoffherstellung ebenfalls autonom erfolgen. Ein massiver Ausbau des Elektrizitätsgrids wäre wahrscheinlich nicht zentral. Hingegen müssten Microgrids oder AEGs geschaffen werden zur kleinteiligen Vernetzung von Gebäuden.

Sollten Sie einen Rechenfehler entdeckt haben, dann wäre ich dankbar für Ihre Rückmeldung auf [rvoellmy@hsfpharma.com](mailto:rvoellmy@hsfpharma.com).

### **Kapitel 3: Strom aus dem Ausland – Noch weniger Souveränität**

Wie schon erwähnt wäre eine Energiestrategie, die auf dem Import von grösseren Elektrizitätsmengen beruhte, äusserst gewagt. Wir können heute noch nicht wissen, ob die benötigten Energiemengen überhaupt einzukaufen wären. Ausserdem würden sich zwei unangenehme Probleme stellen.

#### Das erste Problem

Auch wenn das gerne kaschiert wird, die EU ist seit vielen Jahren nicht mehr daran interessiert, den bilateralen Weg mit der Schweiz weiterzuführen. Sie pocht seit langem auf den Abschluss eines Rahmenabkommens, welches die sogenannte dynamische Übernahme von EU Recht in allen Binnenmarkt-relevanten Belangen zementieren soll. Um welche Belange es sich dabei handelt bestimmt die EU. Über die Einhaltung des EU Rechts wacht in letzter Instanz der EuGH. Die EU hat sich seit Jahren auf den Standpunkt gestellt, dass neue Abkommen nur

nach Ratifikation eines Rahmenabkommens abgeschlossen werden können. Beruhte unsere Energiestrategie auf dem Import von grossen Strommengen, dann wären wir auf ein Stromabkommen angewiesen und wären deshalb gezwungen, vorgängig ein Rahmenabkommen zu akzeptieren. Mit anderen Worten, wir würden einen vermeintlich angenehmeren Weg zu einer Art CO<sub>2</sub>-Neutralität mit erheblichen Souveränitätsverlusten erkaufen. Je nachdem wie sich die Europäische Energieversorgungslage entwickelt, könnten wir möglicherweise einen Teil unserer Souveränität ohne irgendeine Gegenleistung aufgegeben haben.

### Das zweite Problem

Wenn unsere Strategie auf den regelmässigen Einkauf von grossen Strommengen aus EU Ländern setzte, dann würden wir uns vom Wohlwollen der Herkunftsstaaten abhängig machen. Je nach Marktlage könnten die Strompreise kurzfristig oder längerfristig stark ansteigen. Da wir sehr viel mehr Strom importieren als exportieren würden, wären wir solchen Preisentwicklungen voll ausgesetzt. Wir könnten so beträchtliche wirtschaftliche Schäden erleiden. Ausserdem hätten uns die Staaten im zentraleuropäischen Verbund und damit auch die EU in der Hand. Mit etwas Fantasie kann man sich Horrorszenarien vorstellen. Könnten z.B. Ausgleichszahlungen eingefordert werden mit der Begründung, dass wir die zentraleuropäische Energiewirtschaft einseitig belasteten? Könnten wir möglicherweise sogar vom zentraleuropäischen Verbundsystem abgekoppelt werden? Falls unsere Mobilität und Wärmeerzeugung von importiertem Strom abhingen, müssten wir im Konfliktfall wieder mit dem Velo ins Büro fahren. Im Winter wäre es zuhause ziemlich ungemütlich. Dieses Gefahrenpotential wäre auch vorhanden, wenn unsere hauptsächlich ausländischen Stromlieferanten Schweizer Unternehmen wären. Die Mitgliedstaaten des Stromverbundes oder die EU werden die Regeln machen oder dominieren. Verträge können auch gebrochen werden.

## **Kapitel 4: Politik und Gesetzgebung in der Schweiz**

Es wird viel geredet und geschrieben in der Schweiz. Verbände und Politiker bearbeiten das Thema der CO<sub>2</sub>-Neutralität unablässig. Niemand scheut sich davor etwas beizutragen. Da gibt es Banker, die Aufsätze zum Thema schreiben. Politiker, unter ihnen solche die von Haus aus Rechtsanwälte, Ökonomen, Historiker, ewige Studenten oder Umwelthistoriker sind, dominieren die politische Diskussion. Einige schreiben sogar Bücher. Das BFE publiziert

Studien in regelmässigen Abständen. Verschiedene Umweltbewegungen, die hauptsächlich junge Menschen mobilisieren, führen Kundgebungen aller Art durch. Die Klimastreik Schweiz Bewegung und die Grünen haben kürzlich ihren Klimaaktionsplan bzw. ihren Klimaplan veröffentlicht. Allen gemeinsam scheint das Endziel zu sein, nämlich dass auf irgendeine Art und Weise die CO<sub>2</sub>-Neutralität (oder wenigstens eine signifikante Reduktion des Treibhausgasausstosses) erreicht wird.

Was passiert konkret? Seit 2010 läuft das Gebäudeprogramm des Bundes und der Kantone. Das Programm teilsubventioniert die Sanierung von Gebäuden und Heizungen, zurzeit mit einem jährlichen Bundesbeitrag von 450 Millionen Franken. Trotz dieses Programms geht die Sanierung von Gebäuden nur langsam voran: ohne zusätzliche Beschleunigung wird die Gesamterneuerung des Gebäudeparks 100 Jahre dauern. Auch werden nicht einmal alle verfügbaren Fördergelder abgeholt. Man kann nur vermuten, weshalb es so langsam vorwärts geht. Gesamtanierungen von Gebäuden sind kostspielig. Es geht dabei oft um Zehntausende oder Hunderttausende von Franken (s. nächstes Kapitel). Förderbeiträge können bei Entscheidungsfindungen dieser Grössenordnung naturgemäss nur eine untergeordnete Rolle spielen. Zudem wird über Investitionsbeiträge der Bau oder Ausbau von photovoltaischen Anlagen, Wasserkraftanlagen und Biomasseanlagen gefördert.

Nach der Katastrophe von Fukushima von 2011 beschloss der Bundesrat mit Unterstützung des Parlaments, den Bau von neuen Kernkraftwerken zu verunmöglichen. Dieses Verbot fand Eingang ins Energiegesetz von 2016 (im Art.12a des Kernenergiegesetzes).

Das Energiegesetz von 2016 ist eine wichtige gesetzliche Grundlage für den Umbau des Energiewesens. Im Jahr 2019 war der Elektrizitätsverbrauch 57.2 TWh. Davon kamen 32.3 TWh von der Wasserkraft. Art.2 gibt vor, dass die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft bis im Jahr 2035 auf 37.4 TWh erhöht werden soll. Die Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien soll zwischen 2020 und 2035 um 7 TWh steigen. Verglichen mit dem voraussichtlichen Bedarf im Jahr 2050 sind dies äusserst bescheidene Vorgaben. Wesentlich happiger sind die Vorgaben für den pro Kopf Verbrauch. Gemäss Art.3 soll der Energieverbrauch bis 2035 um 43% und der Elektrizitätsverbrauch um 13% gesenkt werden verglichen mit 2020. Wer für ein gesichertes Energiewesen letztlich verantwortlich ist, kann aus Art.8 und 11 nicht schlüssig herausgelesen werden. Sind es der Bund, die Kantone oder die «Energiewirtschaft»? Art.11-14 erklären die Nutzung erneuerbarer Energien und ihren Ausbau zu einem nationalen Interesse, welches anderen nationalen Interessen gleichgestellt ist. Dies schafft eine gesetzliche Grundlage, mittels welcher Blockaden durch Natur- und Heimatschutz (mit gewissen Ausnahmen) aufgeweicht werden könnten (allerdings nicht ohne Gang zu Gerichten). Der Rest des Gesetzes reguliert die Einspeisung von Elektrizität aus

erneuerbaren Energien, Zusammenschlüsse von individuellen Produzenten, Vergütungen durch Netzbetreiber, Investitionsbeiträge/Einmalvergütung und Förderung des Ausbaus von erneuerbarer Energie (Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse) und eine Marktprämie für Elektrizität von Grosswasserkraftwerken (Kompensationszahlung). Art.35 befasst sich mit einem Netzzuschlag, der von Netzbetreibern zu bezahlen ist, aber an die Endverbraucherschaft weitergegeben werden kann. Der Netzzuschlag kann maximal 2.3 Rappen / kWh (oder etwa 115 Franken pro Jahr und Haushalt) betragen. Mit dem Netzzuschlag wird ein Netzzuschlagsfonds gespeist, der die Förderungsmassnahmen des Bundes unterstützt. Ein Umverteilmechanismus wird mit Art.39 eingeführt. Zur Reduktion des Energieverbrauchs kann der Bund unter Art.44 Vorschriften für das Inverkehrbringen von Anlagen, Geräten und Fahrzeugen erlassen. Unter Art.45 haben die Kantone Vorschriften über die sparsame und effiziente Energienutzung in Neubauten und in bestehenden Gebäuden zu erlassen, insbesondere über den maximal zulässigen Anteil nicht erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasser. Auch ist ein Gebäudeenergieausweis einzuführen, der als obligatorisch erklärt werden kann.

Das Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2011 (CO<sub>2</sub>-Gesetz) ist heute noch in Kraft. Das erklärte Ziel dieses Gesetzes ist es, eine Verminderung von Treibhausgasemissionen zu bewirken. Das Gesetz soll einen Beitrag dazu zu leisten, dass der globale Temperaturanstieg bei weniger als 2 °C bleibt (Art.1). Betreiber von Anlagen, die besonders viel Treibhausgas emittieren inklusive Luftverkehrsbetreiber werden dazu verpflichtet, an einem Emissionshandelssystem (EHS) teilzunehmen (Art.16). Deren Emissionen müssen über Emissionsrechte und Emissionsminderungszertifikate kompensiert werden. Emissionsrechte werden z.T. zugeteilt und z.T. versteigert (Art.2). Emissionsminderungszertifikate können über Projekte im Ausland, die eine nachhaltige Emissionsverminderung bewirken, erworben werden. Eine freiwillige Teilnahme am EHS ist ebenfalls möglich. Im Prinzip wird den Teilnehmern am EHS die CO<sub>2</sub>-Abgabe zurückerstattet (Art.17). Unter Art. 9 haben die Kantone dafür zu sorgen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Gebäuden, die mit fossilen Energieträgern beheizt werden, zielkonform vermindert werden. Dafür erlassen sie Gebäudestandards für Neu- und Altbauten aufgrund des aktuellen Stands der Technik. Maximalwerte für die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von in 2015 and 2020 neu in Verkehr gesetzten Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern werden im Art.10 vorgegeben. Der Bundesrat hat auch rechtzeitig Maximalwerte für die Zeit nach 2020 vorzuschlagen. Importeure und allfällige inländische Hersteller werden zur Einhaltung ihrer Neuflottengrenzwerte verpflichtet. Überschreitungen werden mit genau definierten Bussen

geahndet (Art.13). Unter Art.26 wird ein Kompensations-Aufschlag auf Treibstoffe von maximal 5 Rappen pro Liter eingeführt. Unter Art.29 wird eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf der Herstellung, Gewinnung und Einfuhr von Brennstoffen von 36-120 Franken / Tonne CO<sub>2</sub> erhoben. Unter gewissen Bedingungen kann die CO<sub>2</sub>-Abgabe zurückerstattet werden (Art.31-32). Der Ertrag der CO<sub>2</sub>-Abgabe wird z.T. für die Gebäudesanierung (bis zu 450 Millionen Franken/Jahr) und die Förderung von geothermalen Heizungs-/Warmwasseranlagen (bis zu 30 Millionen Franken / Jahr) eingesetzt. Das meiste was übrigbleibt soll an die Bevölkerung und die Wirtschaft um/rückverteilt werden (Art.36).

Das Bundesgesetz über die Verminderung von Treibhausgasemissionen von 2020 ist eine Neuauflage des CO<sub>2</sub>-Gesetzes von 2011. Das grundlegende Ziel bleibt dasselbe. Interessant sind die weiteren hehren Ziele, nämlich die Treibhausgasemissionen auf ein Ausmass zu reduzieren, das die Aufnahmefähigkeit von Kohlestoffsinken nicht übersteigt, die Fähigkeit zur Anpassung an die nachteiligen Auswirkungen der Klimaänderungen zu erhöhen und die Finanzmittelflüsse in Einklang zu bringen mit der angestrebten emissionsarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung (Art.1). Gemäss Art. 3 dürfen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 höchstens 50 Prozent der Treibhausgasemissionen im Jahr 1990 betragen. Im Durchschnitt der Jahre 2021-2030 müssen die Treibhausgasemissionen um mindestens 35 Prozent gegenüber 1990 vermindert werden. Die Verminderung der Treibhausgasemissionen soll zu mindestens drei Vierteln mit im Inland durchgeführten Massnahmen erfolgen. Der Bundesrat soll dem Parlament rechtzeitig Verminderungsziele für die Jahre nach 2030 vorlegen. Unter Art.9 sorgen die Kantone dafür, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen, die von der Gesamtheit der Gebäude in der Schweiz ausgestossen werden, im Durchschnitt der Jahre 2026 und 2027 um 50 Prozent gegenüber 1990 vermindert werden. Sie erlassen dafür Gebäudestandards für Neubauten und für bestehende Bauten. Art.10 scheint einen Plan vorzugeben, wie dieses Ziel zu erreichen ist:

ab 2023 dürfen Altbauten, deren Wärmeerzeugungsanlage für Heizung und Warmwasser ersetzt wird, in einem Jahr höchstens 20 kg CO<sub>2</sub> aus fossilen Brennstoffen pro m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche (Summe aller beheizten Geschossflächen) ausstossen. Der Wert ist in Fünfjahresschritten um jeweils 5 kg CO<sub>2</sub> zu reduzieren.

Neubauten dürfen durch ihre Wärmeerzeugungsanlage für Heizung und Warmwasser grundsätzlich keine CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen verursachen.

Der für Bauten rechtlich verbindlich gesicherte Bezug CO<sub>2</sub>-neutraler erneuerbarer gasförmiger oder flüssiger Energieträger, welcher die gesetzlichen Anforderungen erfüllt, kann dabei zu

maximal 50 Prozent zur Erreichung der Vorgaben angerechnet werden. Der Anteil kann bis auf 100 Prozent erhöht werden, wenn gleichzeitig Massnahmen bezüglich Effizienz nachgewiesen werden. Als solche gelten insbesondere energetische Gebäudehüllen- oder Gesamtsanierungen.

Mit anderen Worten, Heizung und Warmwasserzubereitung in Neubauten müssen CO<sub>2</sub>-neutral sein. Sobald eine Heizung/Warmwasseranlage in einem Altbau den Geist aufgibt, soll sie möglichst durch eine geothermische Anlage ersetzt werden. Vollen Kredit selbst für die Verwendung von eingekauften erneuerbaren Energieträgern (ausser Elektrizität) soll nur bekommen wer eine Gesamtsanierung unternommen hat, d.h. wenn keine geothermische Anlage eingebaut wird, dann muss ein Gebäude energetisch saniert sein und die Heizung mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden.

Unter Art.11 sind die Maximalwerte 2021-2024 für CO<sub>2</sub>-Emissionen bei neu eingesetzten Fahrzeugen vorgegeben: 95 g CO<sub>2</sub> / km für Personenwagen (etwa **4 Liter / 100 km**) und 147 g CO<sub>2</sub>/ km für schwerere Fahrzeugen (ausgenommen schwere Fahrzeuge von > 3.5 Tonnen). Ab 2025 werden weitere Reduktionen der Fahrzeugemissionen relativ zu Zielwerten der EU definiert (Art.12). Ziele für die Zeit nach 2030 werden vom Bundesrat rechtzeitig vorgeschlagen. Verantwortlich für die Einhaltung sind Importeure und allfällige einheimische Hersteller (Art.15). Unter Art.17-18 kann die Verwendung von Treibstoffen, die mittels erneuerbarer Energie hergestellt wurden, angerechnet werden. Art.19 beschreibt Bussen für Überschreitungen der Maximalwerte. Art.21-22 verpflichten Betreiber von gewissen Anlagen und die Fluggesellschaften zur Teilnahme am EHS zur Kompensation der von ihnen verursachten Emissionen. Freiwillige Teilnahme ist möglich. Teilnehmer können die CO<sub>2</sub>-Abgabe zurückfordern (Art.24). Im Art.30 geht es um den Kompensations-Aufschlag auf Treibstoffe. Ab 2025 kann der bis 12 Rappen pro Liter betragen (von 5 Rappen zuvor). Dazugehörige Bussen sind im Art.32 zu finden.

Unter Art. 34 wird die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf der Herstellung, Gewinnung und Einfuhr von Brennstoffen fortgeführt. Der Preis ist nicht mehr 36-120 Franken / Tonne CO<sub>2</sub> wie zuvor, sondern 96-210 Franken / Tonne CO<sub>2</sub>. Art.42-48 führen eine Flugticketabgabe von 30-120 Franken ein. Die allgemeine Luftfahrt wird unter Art.49-52 zur Kasse gebeten. Die Erträge der CO<sub>2</sub>-Abgabe, der Flugticketabgabe und den Abgaben der allgemeinen Luftfahrt werden z.T. einem neu einzurichtenden Klimafonds zugeführt (Art.53). Aus diesem Fonds sollen Gelder für Massnahmen zur Verminderung der Treibhausemissionen von Gebäuden fliessen (bis zu 450 Millionen Franken, wovon 60 Millionen Franken für den Ersatz von Heizungen, Ladeinfrastrukturen, Anlagen zur Produktion erneuerbarer Gase, usw. verwendet werden können) (Art.55). Der Klimafonds kann auch zur Finanzierung verschiedenster weiterer

Massnahmen beitragen (Art.56-58) Das meiste was übrigbleibt wird an die Bevölkerung und die Wirtschaft um/rückverteilt (Art.60). Dieses Gesetz ist noch nicht in Kraft getreten. Das Referendum wurde am 12.01.2021 mit der Einreichung von 110'000 Unterschriften ergriffen. Am 13. Juni stimmen wir darüber ab.

## **Fazit**

Unsere Politiker glauben offensichtlich, dass CO<sub>2</sub>-Neutralität mittels Beschränkungen, Steuern und Bussen einerseits und bescheidenen Förderbeiträgen (Investitionsbeiträgen) andererseits erreicht werden kann.

Es ist allerdings äusserst wahrscheinlich, dass die oben besprochenen Gesetze der angestrebten Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität nicht förderlich, sondern möglicherweise sogar hinderlich sein werden. Der Volkswirtschaft werden Gelder entzogen, was tendenziell die Inangriffnahme von privaten oder gewerblichen/industriellen Projekten hemmen wird. Und solche Projekte wären gefragt. Was die Verwendung der eingeforderten Gelder betrifft, muss erwartet werden, dass ein beträchtlicher Teil davon durch die Verwaltung absorbiert werden wird. Ein anderer Teil wird für eine Vielzahl von unkoordinierten Projekten ausgegeben werden. Man muss sich im Klaren sein, dass der Bund und die Kantone bis heute noch nie einen konkreten Plan zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität vorgestellt/empfohlen haben. Die Rückverteilung eines (kleinen?) Teils der eingeforderten Gelder an Bevölkerung und Wirtschaft ist dann noch das Pünktchen auf dem i. Auf der anderen Seite sind die Abgaben wohl so bemessen, dass sie relativ schmerzfrei bezahlt werden können. Es darf vermutet werden, dass sie auch gerade deshalb nicht viel Positives bewirken können.

Auch schaffen die Gesetze zweifelhafte Anreize. Die Emissionsbeschränkungen bei den Fahrzeugen ermutigen zu einem baldigen Umstieg auf Elektromobilität. Wenn sich mehr als nur eine kleine Minderheit entsprechend verhalten wird, dann wird uns der Strom dafür fehlen. Die Vorschriften, welche auf den Ersatz von konventionellen mit geothermischen Heizungsanlagen hinauslaufen sollen, werden den Stromverbrauch ebenfalls ankurbeln. Da der weitere Ausbau der Photovoltaik, die Erstellung von Windkraftanlagen und die Gebäudesanierungen freiwillig bleiben und deshalb nur langsam voranschreiten werden, muss davon ausgegangen werden, dass die entstehenden Stromlücken durch grosszügige Stromimporte oder den Betrieb von Gaskraftwerken kompensiert werden müssen. Wenn denn schon Stromimporte in grossem Stil getätigt werden oder die Stromproduktion mittels Gaskraftwerken heraufgefahren werden sollen, dann wäre es wohl klüger, damit den energieintensiven Infrastrukturumbau zu betreiben, der für ein CO<sub>2</sub>-neutrales Energiewesen

notwendig sein wird. Es erscheint mir als unklug, das CO<sub>2</sub> Ziel zu gefährden, bloss um den Verbrauch von fossilen Energieträgern etwas rascher zu vermindern.

Und dann wären noch die unsichtbaren Elefanten im Raum. Womit sich Gesetze nicht, oder wenigstens nicht explizit, befassen ist die Frage, wer denn für die zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität notwendigen Massnahmen bezahlen soll. Wer soll für Hunderte von Quadratkilometern von Photovoltaikanlagen bezahlen? Wartet man einfach darauf, dass Besitzer von Elektrofahrzeugen von selbst Photovoltaikanlagen aufstellen werden, um fahren zu können? Ist dies das Rezept, mit welchem unsere Behörden die Photovoltaik zu fördern gedenken? Wird es überhaupt möglich sein, die benötigten unzähligen Photovoltaikmodule und Zubehör auf dem Markt zu erwerben? P2G Technologien sollen einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Im CO<sub>2</sub>-Gesetz von 2020 sind einige Millionen Franken dafür vorgesehen. Was kann damit bewirkt werden? Wer finanziert die Gesamtanierung unserer Gebäude? Will man einfach die erlaubten CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gebäuden aus fossilen Brennstoffen sukzessive so herunterfahren, dass die Immobilienbesitzer/innen irgendwann nicht mehr darum herumkommen, geothermische Heizungen auf eigene Kosten einzubauen? Wie erwähnt, bleibt die energetische Sanierung von Gebäuden freiwillig. Selbst wenn Hausbesitzer für eine Gesamtanierung ihrer Gebäude bereit wären, könnten sie überhaupt Kredite für solch grosse Projekte erhalten? Wie würde es mit der Deckung für solche Kredite aussehen? Im Fall von Mehrfamilienhäusern, würden Eigentümer ihre Investitionsausgaben überhaupt auf die Mieter abwälzen können? Das derzeitige Gebaren von Mieterverband, Behörden und Gerichten lässt wenig Hoffnung aufkommen. Würden die Immobilienbesitzer auch für die Kosten der Unterbringung ihrer Mieter während den Sanierungsarbeiten verantwortlich sein? Wie würde es für Stockwerkseigentümer aussehen, die nur gemeinsam handeln können? Wie im nächsten Kapitel ausführlicher besprochen, sind die für die Gebäudesanierung und den Heizungsersatz vom Gesetzgeber vorgesehenen Mittel (450 Millionen Franken pro Jahr für die Gebäudesanierung und einige Millionen für Heizungen) bloss ein Tropfen auf den heissen Stein.

Es kann nur gefolgert werden, dass die gegenwärtig gültigen Gesetze sowie das neue CO<sub>2</sub>-Gesetz ungeeignet sind, die Erzielung der CO<sub>2</sub>-Neutralität effizient voranzutreiben. Im Gegenteil ist zu befürchten, dass deren Umsetzung zu langjährigen Strommangellagen, Einschränkungen in der Mobilität und Verwerfungen im Immobiliensektor führen wird. Es muss anders vorgegangen werden, sollten wir ernsthaft an der Erreichung des Ziels interessiert sein.

## **Kapitel 5: Gedanken zu einem Plan zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität bis im Jahr 2050**

CO<sub>2</sub>-Neutralität bis im Jahr 2050 zu erreichen, ist wahrlich ein äusserst ambitioniertes Ziel. Falls wir uns tatsächlich dafür entscheiden können, das Projekt Kopf voran anzugehen und dann konsequent durchzuführen, dann benötigen wir einen Plan, der seinen Namen auch verdient. Die «Pläne», die gegenwärtig zirkulieren, sind keine eigentlichen Pläne. Vielmehr handelt es sich bei diesen «Plänen» um ausführliche und z.T. sehr fundierte Besprechungen aller erdenklichen gesetzlichen Massnahmen, Technologien die zum Einsatz kommen könnten, Fördermassnahmen, usw. Eine Priorisierung oder plausible Vorschläge für eine koordinierte Vorgehensweise sucht man darin vergeblich.

Man muss sich im Klaren sein, dass wichtige Technologien, welche einen wesentlichen Beitrag zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbarer Energie leisten könnten, zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht ausgereift sind. Die Photovoltaik ist einigermaßen ausgereift im Sinne, dass Anlagen mit einem vernünftigen Wirkungsgrad gebaut werden können und dass die grundsätzlichen technischen Probleme gelöst zu sein scheinen. Das will natürlich nicht heissen, dass kein Verbesserungspotenzial mehr besteht. Die Batterietechnologie kann im selben Sinne auch als ausgereift angesehen werden. Dasselbe gilt für die oberflächliche Geothermie und die Technologie die bei der Wärmedämmung von Gebäuden zur Anwendung kommt. Nicht ausgereift sind die P2G Technologien. An der Optimierung von Brennstoffzellen, insbesondere von Methanol Brennstoffzellen, und von Elektrolyseanlagen wird noch gearbeitet. Der Ersatz der für Elektroden verwendeten seltenen Metalle muss erst noch gelingen. Auch die stationäre Speicherung von komprimiertem Wasserstoff ist noch Gegenstand intensiver Forschung. Überhaupt ist noch unklar wie Wasserstoff am besten gespeichert werden sollte. Die Sicherheit von Wasserstoff im Haushalt-/Immobilienbereich ist ein wichtiges Thema im Hintergrund. Auch die erneuerbare Produktion von Methanol befindet sich erst im Versuchsstadium. Die tiefe Geothermie (zur Erzeugung von Elektrizität) bleibt Gegenstand der Forschung. Selbst eine verlustarme saisonale Speicherung von solarthermisch erzeugter Sommerwärme ist gegenwärtig höchstens in Grossanlagen möglich.

Ein vernünftiger Plan müsste also in mehreren Phasen verwirklicht werden. Als erstes müssten die ausgereiften Technologien zur Anwendung kommen. Die vollständige Einführung dieser Technologien wird eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen. Es kann erwartet (oder vielleicht ehrlicher «gehofft») werden, dass die Entwicklung der heute noch nicht ausgereiften Technologien im Laufe dieser Zeit ein Stadium erreichen wird, in welchem rationale Entscheidungen über deren Einsatz getroffen werden können.

Bei der Produktion von zusätzlicher elektrischer Energie steht die Photovoltaik im Zentrum. Die relativ bescheidenen Ausbauziele des Bundes gepaart mit den zu erwartenden politischen Schwierigkeiten bei der Umsetzung suggerieren, dass die Wasserkraft keinen bedeutenden zusätzlichen Beitrag leisten wird. Ähnliches gilt für die Windkraft. Die vorgesehenen 800-900 Windkraftwerke würden vergleichsweise wenig zur Gesamtelektrizitätsproduktion beisteuern. Dabei ist es noch fraglich, ob selbst diese Kraftwerke je gebaut werden. Wie erwähnt, ist tiefe Geothermie als Basistechnologie gegenwärtig nicht verfügbar.

Es ist also unausweichlich, dass ein konsequenter Ausbau der Photovoltaik eine Massnahme ist, die sobald als möglich durchgeführt werden sollte. Wie oben ausgelotet, ist die voraussichtlich benötigte Elektrizitätsmenge so gross, dass nicht nur alle geeigneten Gebäudeoberflächen zur PV-Produktion verwendet werden müssten, sondern noch zusätzlich riesige PV-Parks angelegt werden müssten. Von den Betrachtungen im zweiten Kapitel leite ich ab, dass der PV-Ausbau auf Gebäuden, möglichst inklusive historischer Gebäude, prioritär angegangen werden sollte.

Eine zweite Massnahme wäre die Gesamtsanierung aller Gebäude. Es ist ja bekanntlich der Gebäudebereich wo am meisten Energie verschleudert wird. Es sollte also klar sein, dass alle alten Gebäude (die grosse Mehrzahl der bestehenden Gebäude) rasch möglichst gesamtsaniert werden sollten. In einem Plan wäre es wichtig zu beachten, dass es eine logische Abfolge gibt. Zuerst sollte die Hülle eines Gebäudes energetisch saniert werden. Erst danach sollte eine effiziente Heizung eingebaut werden und alle geeigneten Flächen (Dach und Fassade) mit Photovoltaik bestückt werden. Eine andere Abfolge würde entweder den Einbau einer überdimensionierten Heizanlage zur Folge haben oder eine Demontage und Neumontage von Photovoltaikanlagen notwendig machen.

Im neuen «European Green Deal» der EU wird der Gebäuderenovationsplan als «flagship programme» bezeichnet. In der EU wie in der Schweiz ist die Sanierungsrate etwa 1 % / Jahr. Unter dem Plan der Kommission soll eine Verdoppelung oder Verdreifachung dieser Rate erreicht werden. Bei einer Verdreifachung wären alle Gebäude im Jahr 2050 saniert. Die Details des Plans sind mir nicht bekannt.

Das neue CO<sub>2</sub>-Gesetz würde nur wenig neue Mittel für die Gebäudesanierung bereitstellen; es bliebe also im Wesentlichen bei den etwa 450 Millionen Franken / Jahr des Gebäudeprogramms. Die Grünen schlagen in ihrem «Klimaplan» vor, dass die Sanierungsrate verdoppelt werden soll. Dafür würden sie die Investitionsbeiträge des Gebäudeprogramms auf 50% der anrechenbaren Investitionskosten erhöhen. Sie rechnen mit einem jährlichen Mehraufwand von einer Milliarde Franken. Dieser Vorschlag ist in mehrerer Hinsicht

fragwürdig. Wie verhielten sich die anrechenbaren Kosten zu den effektiven Kosten? Was bedeuteten also die 50% in Wirklichkeit? Auch ist unklar, in welchem Umfang das Gebäudeprogram bisher zur Sanierungsrate beigetragen hat. Weshalb wird es schon heute nicht voll ausgeschöpft? Vielleicht weil der Restbetrag, der vom Eigentümer aufgebracht werden muss, immer noch ein fast unüberwindbares Hindernis darstellt (oder eine Sanierung sich überhaupt nicht rechnet)? Wenn dies der Fall wäre, dann würde eine Ausschüttung von 50% von irgendwie standardisierten Investitionskosten möglicherweise ebenfalls wenig bis nichts bringen. Die Grünen haben sich dies offenbar auch schon überlegt. Deshalb sehen sie explizit eine «Sanierungspflicht» vor.

Wenn eine Gesamtsanierung aller Gebäude innert nützlicher Frist erreicht werden soll, dann wird die Finanzierung der Projekte eine zentrale Rolle spielen. Was würde eine Totalsanierung aller Wohngebäude kosten?

Einfamilienhäuser: es gibt etwa eine Million davon. Die durchschnittliche Wohnfläche beträgt etwa 150 m<sup>2</sup>. Vergrössern wir diese Fläche um 20% um nicht bewohnbarem Raum (Treppen, usw.) Rechnung zu tragen, dann wären wir bei 180 m<sup>2</sup>, typischerweise verteilt auf zwei Stockwerke. Zur Abschätzung der Kosten habe ich eine Tabelle zur Grobkostenberechnung benutzt, welche ich auf der Webseite der Raiffeisen Schweiz gefunden habe ([www.raiffeisen.ch/casa/de/immobilien-sanieren/sanierungskosten/erneuerungskosten-haus-renovieren.html](http://www.raiffeisen.ch/casa/de/immobilien-sanieren/sanierungskosten/erneuerungskosten-haus-renovieren.html); Zugriff: 26.01.2021). Ich komme auf einen Betrag von etwa 305'000 Franken für die umfassende Gebäudehüllensanierung (inklusive Fensterersatz) und den Einbau einer Erdwärmepumpenanlage. Die Sanierungskosten für alle Einfamilienhäuser wären also etwa **305 Milliarden Franken**.

Mehrfamilienhäuser: davon gibt es etwa eine halbe Million. Eine typische Wohnung hat eine Wohnfläche von etwa 100 m<sup>2</sup> verteilt auf 3 Zimmer, wovon jedes mindestens ein Fenster hat. Das Gebäude beherbergt typischerweise etwa 6 Wohnungen verteilt auf 3 Stockwerke oder etwa 8 Wohnungen verteilt auf 4 Stockwerke. Arbeiten wir mit 8 Wohnungen auf 4 Stockwerken. Nach Berücksichtigung der unbewohnbaren Fläche kommen wir auf eine Geschossfläche von 240 m<sup>2</sup> und eine Fassadenfläche von etwa 744 m<sup>2</sup>. Die Kosten für die Hüllensanierung und den Einbau einer geothermischen Heizanlage würden etwa 565'000 Franken betragen. Die Sanierungskosten für alle Mehrfamilienhäuser wären also etwa **282 Milliarden Franken**.

Die Sanierung aller Wohngebäude würde also etwa **587 Milliarden Franken** kosten. Verteilt auf 20 Jahre wären dies etwa **29 Milliarden Franken / Jahr**. Das Milliärdchen, das die Grünen dafür ausgeben wollen, würde ganz offensichtlich nicht sehr weit reichen. Mit anderen Worten,

sie setzen auf eine Sanierungspflicht. Ich empfinde es als eine Unverschämtheit, dass sie mit einem Federstrich ein Segment der Bevölkerung zu Ausgaben dieses gigantischen Ausmasses verpflichten wollen.

Wenn mittels Verordnungen oder neuen Gesetzen eine Totalsanierung aller (nicht-landwirtschaftlichen) Gebäude inklusive des Ersatzes von Heizungs- und Warmwasserzubereitungsanlagen durchgesetzt würde, dann entstünde für den einzelnen Hausbesitzer Null Mehrwert. Den Eigentümer zu zwingen, die Kosten der Sanierung selbst zu tragen, entspräche einer Vernichtung eines Teils seines Privatvermögens (oder des Gesellschaftsvermögens im Fall von Pensionskassen, Stiftungen und Unternehmen), was mit der Eigentumsgarantie der Verfassung schwer zu vereinbaren wäre. Je nach Hypothekarlast eines Gebäudes wäre ein Besitzer möglicherweise sogar dazu gezwungen, sein Gebäude zu veräussern (und, im Fall eines Mietobjektes, die Mieteinnahmen zu verlieren). Die Kosten auf Mieter abzuwälzen, wäre aus demselben Grund abzulehnen und wäre voraussichtlich so oder so nicht durchsetzbar.

Die Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität ist ein Ziel unseres Staates. Die Gebäudesanierung würde einen wichtigen Beitrag dazu leisten. Es scheint nur logisch, dass der Staat deshalb auch die verursachten Kosten übernehmen sollte. Eine Verdoppelung der direkten Bundessteuer wäre die Folge. Ich kann mir ausrechnen, dass linke Kreise eine solche Lösung ablehnen würden: arme Leute würden dann ja dazu gezwungen, für die Sanierung der Villen der Reichen aufzukommen. Aber, Staatsaufgaben werden nun einmal von der Bevölkerung finanziert. So ist es ja auch mit den Strassen, den Schulen und den Kampfjets. Die angedachte Finanzierung über Steuern ermangelt nicht einer gewissen Gerechtigkeit. Ob es richtig wäre, die Sanierung von Gebäuden im Dienstleistungs- und Industriesektor auf dieselbe Weise zu finanzieren, müsste überdacht werden. Die Stimmbürger von der Notwendigkeit einer solchen Steuererhöhung zu überzeugen, wäre eine lohnende Aufgabe für unsere Umweltpolitiker. Ob sie den Mut aufbringen könnten, sich derart zu exponieren, wäre eine spannende Frage. Eine öffentliche Diskussion würde aufzeigen, wie wichtig die Umweltproblematik den Politikern und der Stimmbevölkerung tatsächlich ist.

Die Durchführung der Sanierungen sollte am ehesten privaten Unternehmen überlassen werden. Der Bund müsste die zu ergreifenden Sanierungsmassnahmen definieren, verrechenbare Kosten festlegen und das Kontroll- und Abrechnungswesen organisieren. Jeder Gebäudeeigentümer wäre dafür verantwortlich (im Rahmen des Möglichen), dass die Sanierung seines Gebäudes bis zum vorgesehenen Termin durchgeführt ist.

Ähnlich könnte bei der Finanzierung von Photovoltaikanlagen zur Bestückung aller geeigneten Gebäudeoberflächen vorgegangen werden. Falls der saisonale Ausgleich der dezentralen photovoltaischen Stromproduktion mittels P2G Technologie (z.B. Strom zu Wasserstoff wie in Kapitel 2 besprochen) erfolgen sollte, könnte die Installation von Brennstoffzellen Stacks, Kompressoren und Wasserstoffspeicher über denselben Mechanismus finanziert werden. Der Aufwand für diese Massnahmen wäre wesentlich kleiner als derjenige für die Gebäudesanierungen.

Die Umstellung (soweit möglich) von fossiler auf erneuerbare Erzeugung von Prozesswärme in der Industrie wäre ebenfalls eine wichtige Aufgabe in der ersten Phase. Diese Umstellung könnte z.B. über zweckgebundene Steuergeschenke finanziert werden.

Lokale Zusammenschlüsse von individuellen Stromproduzenten und Konsumenten in Microgrids und AEGs könnten gefördert werden. Beispielsweise könnten Gemeinden and Städte Grid-unabhängige Leitungsnetze erstellen. Die Verlegung der Kabel könnte anlässlich von periodischen Unterhaltsarbeiten an Strassen erfolgen.

Möglicherweise würde eine öffentliche Finanzierung der Gebäudesanierungen und des Totalausbaus der Photovoltaik dazu führen, dass sich inländische Unternehmen auf die Produktion von Photovoltaikzellen und Anlagen umstellen bzw. ausrichten würden. Bau- und Sanitärunternehmen würden sich vergrössern, um die stark angestiegene Nachfrage zu befriedigen. Sollte dies nicht der Fall sein, dann müssten entsprechende Anreize geschaffen werden.

Wo wären wir am Ende dieser ersten Phase? Die installierten Photovoltaikanlagen würden etwa 8 TWh Elektrizität im Winterhalbjahr produzieren. Aufgrund der reduzierten Wärmeverluste der Gebäude und der Umstellung auf die relativ sparsame Geothermie würde diese Elektrizitätsmenge ausreichen, um den Heiz- und Warmwasserbedarf vollständig abzudecken (etwa 4.1 TWh). Der Verbrauch von fossilen Brennstoffen für Heizzwecke wäre auf Null reduziert. Ein wichtiges Teilziel wäre erreicht. Im Sommerhalbjahr wäre die PV-Stromproduktion gross genug, um auch die Elektrizitätsversorgung der Haushalte zu garantieren. Im Winterhalbjahr müsste die Haushaltelektrizität vom Netz bezogen werden. Zusammen sind die Industrie und der Dienstleistungssektor die grössten Elektrizitätsverbraucher. Wie im Haushaltsektor wären Einsparungen aufgrund von Effizienzgewinnen bei elektrischen Geräten auch im Dienstleistungssektor zu erwarten. Ob die Industrie ihren Elektrizitätsverbrauch signifikant reduzieren kann ist schon eher fraglich. Viele Prozesse, die heute fossile Energie verwenden, würden dann elektrisch betrieben sein. Dies würde möglicherweise sogar einen erhöhten Elektrizitätsbedarf bedeuten. Ein grösseres

Elektrizitätsdefizit im Winterhalbjahr könnte möglicherweise nur durch den Weiterbetrieb der Kernkraftwerke vermieden werden. Wenn am Ende der ersten Phase die Umstellung auf Elektromobilität schon weit fortgeschritten wäre, hätten wir ein zusätzliches Problem. Es müsste wahrscheinlich im grösserem Ausmass Elektrizität importiert werden oder Gaskraftwerke gebaut und betrieben werden. Es wäre deshalb klug, den Umstieg auf Elektromobilität nicht zu forcieren. Dies auch aus einem anderen Grund: eine reine Elektromobilität wird wahrscheinlich nicht die endgültige Lösung sein (aber s. weiter unten für eine potentielle Alternative). Der angedachte Ausbau von Speicherseen wird nicht annähernd ausreichen, um die für den Winterbetrieb der Fahrzeuge notwendige Energiemenge zu speichern. Andere Grossspeichermöglichkeiten für potentielle Energie sind nicht in Sicht. Es scheint unausweichlich, dass P2G Technologien eingesetzt werden müssten. Elektrisch motorisierte Fahrzeuge würden also mindestens im Winterhalbjahr z.T. mit Wasserstoff, Methan oder Methanol (oder vielleicht anderen mit PV-Energie erzeugbaren Treibstoffen) fahren. Die Elektromotoren dieser Fahrzeuge würden mit Strom betrieben werden können, der mittels Brennstoffzellen aus den erneuerbaren Treibstoffen gewonnen würde. Möglicherweise würden wir Fahrzeuge haben, welche wahlweise mit Batteriestrom oder mit einem mitgeführten erneuerbaren Treibstoff fahren könnten.

In einer zweiten Phase würde es hauptsächlich um den Ausbau von Speicherkapazitäten gehen, die eine volle Ausnutzung der Stromproduktion des Gebäudeparks und eine ganzjährige elektrisch motorisierte Mobilität ermöglichen würden. Es darf erwartet/gehofft werden, dass die P2G Technologien zu diesem Zeitpunkt voll ausgereift sein werden. Wie im zweiten Kapitel angedacht, könnte der gesamte Energiebedarf für den Elektrizitätsverbrauch der Haushalte sowie für Heizung und Warmwasserzubereitung in allen beheizbaren Gebäuden dezentral abgedeckt werden (Photovoltaik auf Gebäudeoberflächen). Ein Teil der im Winterhalbjahr benötigten Energiemenge würde z.B. in Form von Wasserstoff gespeichert. Die Gebäude müssten dann mit Brennstoffzellenanlagen, Gasspeicher und Kompressoren (falls der Wasserstoff in komprimierter Form gelagert würde) ausgestattet werden. Verbünde von so umgerüsteten Gebäuden könnten dann im Wesentlichen autonom funktionieren (mittels der erwähnten Microgrids oder AEGs).

Der Treibstoff für die Wintermobilität, Methanol in den angedachten Szenarien, würde in grossen Anlagen erzeugt. Diese Anlagen würden PV-Parks, Elektrolyseanlagen, Methanolisierungsanlagen und Holzverbrennungsanlagen (oder andere CO<sub>2</sub> Lieferanten) kombinieren. Die benötigten Flächen für die PV-Parks wären wahrscheinlich nur im Gebirge vorhanden. Seen, Wälder, usw. würden sich nicht eignen, schon wegen den zu erwartenden negativen Effekten auf die Biosphäre. PV-Zellen in Strassenbelägen zu integrieren wäre

vielleicht eine weitere Möglichkeit (obschon bisherige Versuchsergebnisse nicht besonders vielversprechend sind; <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/solar/die-laengste-solarstrasse-im-hexagon-ist-ein-flop>; Zugriff: 07.03.2021). Die verfügbare Fläche auf Autobahnen und Nationalstrassen wäre etwa 30 km<sup>2</sup> und auf Kantonsstrassen etwa 130 km<sup>2</sup>. Der Bund könnte Anreize und Rahmenbedingungen für den Bau von PV-Parks schaffen. Der erzeugte Treibstoff, d.h. Methanol, könnte an Tankzellen geliefert and dort verteilt werden. Der Bund hätte ausreichende freiwerdende Speicherkapazitäten (die Pflichtlager für fossile Treib- und Brennstoffe) für überschüssige Volumen.

Eine mögliche Alternative wäre ein Grossausbau der tiefen Geothermie in der zweiten Phase. Falls diese Technologie zum richtigen Zeitpunkt genügend ausgereift sein sollte, um grosse Mengen von Elektrizität sicher produzieren zu können, dann könnte damit der allgemeine Elektrizitätsbedarf (im Winter) gedeckt werden. Eine rein elektrische Mobilität wäre dann möglich. Dennoch, ein rationaler Plan kann sich nicht auf die Nutzung von tiefer Geothermie abstützen. Im Gegensatz zu den P2G Technologien ist es heute noch ungewiss, ob diese Technologie jemals den notwendigen Entwicklungsstand erreichen wird und ob dies in den nächsten 20-30 Jahren geschehen wird.

Wie bereits angetönt, sollte die Umstellung auf elektrisch motorisierte Fahrzeuge, welche mit erneuerbarer Energie betrieben werden, nicht mittels rigider und jährlich sich verschärfenden Vorschriften für den maximalen Verbrauch von fossilen Brennstoffen erzwungen werden. Den ganzen damit verbundenen Bürokratieaufwand könnte man sich sparen. Ausserdem sollte die Umstellung mit dem Ausbau dezentraler Photovoltaik and P2G sowie der Produktion von nicht-fossilen Treibstoffen einhergehen. (Alternativ müsste der Grossausbau von tiefer Geothermie abgewartet werden.) Sinnvoller wären Empfehlungen zur Umstellung und ein zeitlich richtig gewähltes Verbot der Nutzung von fossilen Treibstoffen (spätestens im Jahr 2050).

Wie eingangs erwähnt, glaube ich nicht, dass die CO<sub>2</sub>-Neutralität erreicht werden kann ohne einen konkreten Plan, der von der Gesamtbevölkerung mitgetragen wird. Dieses Mittragen müsste auch die Akzeptanz einer höheren Steuerbelastung miteinschliessen, um die für die Durchführung des Plans notwendigen Mittel zu «generieren». Auf ein proaktives Vorgehen zu verzichten und sich auf die Wirksamkeit unserer Gesetze inklusive des neuen CO<sub>2</sub>-Gesetzes zu verlassen, erachte ich als blauäugig. Es muss befürchtet werden, dass wir so in eine Katastrophe hineinlaufen würden, nicht so sehr eine Umweltkatastrophe als eine wirtschaftliche Katastrophe.

Ich habe mich in dieser Arbeit mit möglichen technologischen Ansätzen zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität auseinandergesetzt. Dabei wurde klar, dass gigantische Anstrengungen

gemacht werden müssten, um das Ziel zu erreichen. Dies obschon ich annahm, dass der Elektrizitätsverbrauch der Haushalte auf die Hälfte sinken wird, dass nur noch mit den energetisch vorteilhaftesten Technologien geheizt wird und dass keine weitere Nettoeinwanderung stattfinden wird. Eine grundsätzliche Neuordnung unserer Lebensweise und unserer gesellschaftlichen Organisation in nur dreissig oder sogar in nur zwanzig Jahren bewerkstelligen zu wollen, halte ich für eher unrealistisch. Als Beispiel: die meisten Wohngebäude werden auch dann noch stehen. Etablierte Betriebe werden im Normalfall keinen Grund haben, ihre funktionierenden Anlagen und Gebäude stehen zu lassen und an einem anderen Ort einen Neuanfang zu machen. Dennoch, ein sparsamerer Lebensstil könnte den technologischen Aufwand drastisch reduzieren. Weniger motorisierte Freizeitmobilität, weniger Zweithäuser und Zweitwohnungen, weniger Pendeln zur Arbeit and kleinere Ansprüche an Wohnraum und Nahrungs- und Konsumartikelsortimente würden die Zahl der gefahrenen km reduzieren. Die konsequente Nutzung von Kleinfahrzeugen (elektrisch motorisiert) würde sich direkt auf die PV-Fläche niederschlagen, die den Fahrstrom (oder den biogenen Treibstoff) liefert. Ebenfalls erstrebenswert wären weniger Konsum von Fertigprodukten in der Küche, mehr Verwendung von regional erzeugten Nahrungsmitteln, weniger Fleischkonsum, weniger Anschaffungen oder Ersatz von Geräten aller Art inklusive Fahrzeuge, weniger Einkäufe bei Amazon usw. anstatt in Geschäften vor Ort (?) und weniger Reisen. Und Migros und COOP könnten darauf verzichten, uns jede Woche eine Zeitschrift mit einem Volumen von etwa dem der Sonntagsausgabe der New York Times zu schicken...

Die hier berücksichtigten Technologien schliessen die Kernkraft aus, da die Schweizer Bevölkerung sich mit der Annahme des Energiegesetzes von 2016 dazu bekannte, auf neue Kernkraftwerke zu verzichten. Ich möchte nicht unerwähnt lassen, dass die gigantischen Anstrengungen, die notwendig wären, um auf ein auf Solarenergie beruhendes Energiewesen umzustellen, vermieden werden könnten. Die Kernkrafttechnologie hat sich weiterentwickelt, und sicherere Kraftwerke können heutzutage gebaut werden. Um ein CO<sub>2</sub>-neutrales Energiewesen einzurichten (ab 2050), könnte es genügen, die bestehenden Kernkraftwerke durch fünf neue Kraftwerke mit je einer Leistung des Kraftwerks in Leibstadt zu ersetzen (unter der Annahme, dass wir geothermisch oder ähnlich heizen, elektrisch fahren, 50% weniger Haushaltelektrizität verbrauchen und weiterhin 1% der Gebäude pro Jahr energetisch sanieren würden).

Ich möchte abschliessend erwähnen, dass ich mich nicht mit der Frage auseinandergesetzt habe, ob die CO<sub>2</sub>-Neutralität ein anstrebenswertes Ziel darstellt. Obschon dies auch heute noch von so manchem bezweifelt wird, finden Debatten zu dieser Frage kaum mehr statt. Ob ich persönlich davon überzeugt bin, ist für meine Betrachtungen nicht relevant.

## Im Text abgekürzt zitierte Literatur (Kapitel 1-5)

Andersson, J., Grönkvist, S. (2019) Large-scale storage of hydrogen. *Int. J. Hydrogen Energy* 44: 11901-11919.

Bowker, M. (2019) Methanol synthesis from CO<sub>2</sub> hydrogenation. *ChemCatChem*. 11: 4238–4246.

Chatterjee, S., Huang, K.-W. (2020) Unrealistic energy and materials requirement for direct air capture in deep mitigation pathways. *Nature Communications* 11: 3287.

Dale, M., Benson, S.M. (2013) Energy balance of the global photovoltaic (PV) industry -is the PV industry a net electricity producer? *Environ. Sci. Technol.* 47: 3482–3489.

Dean, J. (NREL), McNutt, P. (NREL), Lisell, L. (NREL), Burch, J. (NREL), Jones, D. (Group 14), Heinicke, D. (Group 14) Photovoltaic-thermal new technology demonstration. National Renewable Energy Laboratory, January 2015. [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov) (last accessed 26.01.2021)

Ferroni, F., Hopkirk, R.J. (2016) Energy return on energy invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation. *Energy Policy* 94: 336-344.

Gaudard, A., Schmid, M., Wüest, A. (2018) Potential der Schweizer Oberflächengewässer. *Aqua & Gas*, Nr.2.

Hjelkrem, O.A., Arnesen, P., Bo, T.A., Sondell, R.S. (2020) Estimation of tank-to-wheel efficiency functions based on type approval data. *Applied Energy* 276: 115463.

Müller, K., (2019) Technologien zur Speicherung von Wasserstoff. Teil 1: Wasserstoffspeicherung im engeren Sinn. *Chem. Ing. Tech.* 91: 383–392.

O'Connell, A., Kousoulidou, M., Lonza, L., Weindorf, W. (2019) Considerations on GHG emissions and energy balances of promising aviation biofuel pathways. *Renwable and Sustainable Energy Reviews* 101: 504-514.

Rivard, E., Trudeau, M., Zaghbi, K. (2019) Hydrogen storage for mobility; a review. *Materials* 12: 1973.

Sarbu, I., Sebarchievici, C. (2018) A comprehensive review of thermal energy storage. *Sustainability* 10: 191.

Scapino, L., Zondag, H.A., van Bael, J., Diriken, J., Rindt, C.C.M. (2017) Sorption heat storage for long-term low-temperature applications: A review on the advancements at material and prototype scale. *Applied Energy* 190: 920-948.

Schmidt, M., Linder, M. (2020) Novel thermochemical long term storage concept: balance of renewable electricity and heat demand in buildings. *Front. Energy Res.* 8: 137.

Walch, A., Castello, R., Mohajeri, N., Scartezzini, J.-L. (2020) Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy* 262: 114404.

Walch, A., Mohajeri, N., Gudmundson, A., Scartezzini, J.-L. (2021) Quantifying the technical geothermal potential from shallow borehole heat exchangers at regional scale. *Renewable Energy* 165: 369-380.

## **Kapitel 6: Graue Energie und das Problem der geringen Energiedichte der erneuerbaren Energiequellen**

### **Graue Energie**

Es müssten erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um die angestrebte neue kohlenstoffarme Energiewirtschaft bis im Jahr 2050 aufzubauen. Ein wichtiges Energieelement, das ebenfalls berücksichtigt werden müsste, ist die graue oder verkörperte Energie. Obwohl eine klare und allgemein akzeptierte Definition noch fehlt, geht es dabei um die verschiedenen Energien, die für einen bestimmten Zweck aufgewendet werden müssen. Darunter figurieren vorab das Design eines Produkts, die Gewinnung, der Transport und die Umwandlung von Rohstoffen bei der Herstellung, die Konditionierung (Verpackung), der Transport zur Verkaufsstelle oder zum Verbrauchsort, die Installation und die Wartung während der Lebensdauer, die Entsorgung und das Recycling.

Wenn also der Verzehr eines raren statt eines gut durchgekochten Steaks mit einem etwas bescheidenerem Energieaufwand in der Küche verbunden ist, bleibt die Tatsache bestehen, dass für dieses Stück Fleisch Tierfutter produziert, ein Tier zum Schlachten transportiert, Fleisch in Kühlräumen gelagert, dann verpackt und zum Verkaufsort transportiert, und zu guter Letzt die Verpackung entsorgt wurde. Dieses Beispiel bringt eine Vielzahl von Schritten und Energieeinheiten ans Licht. Ein großes Einsparpotenzial ist erkennbar bei den vielen Transporten, welche durch die heutige Wirtschaftsorganisation bedingt sind.

Es gibt viele Informationen und Daten im Internet zum Thema der grauen Energie. Die offizielle Schweiz scheint dem nicht viel Aufmerksamkeit zu schenken. Die graue Energie ist jedoch

auch eine Komponente, die wir in unserem eigenen Land berücksichtigen müssen, da wir mit vergleichbaren Problemen konfrontiert sind wie das Ausland. Auf der Website des BFE (Bundesamt für Energie) findet sich das Stichwort "grau" nur in acht Dokumenten, von denen sich nur eines mit grauer Energie (in Gebäuden) befasst (<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/forschung-undcleantech/forschungsprogramm/gebaeude-und-staedte.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZnlvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxk2tWNngvMj>).

Im Gebäudebereich wäre das Potenzial zur Energieeinsparung beträchtlich, obwohl seine Realisation die Baumöglichkeiten einschränken würde. Zum Beispiel wurde Conrad Lutz 2008 für sein "Green Offices Givisiez" (Conrad Lutz Architecte Sàrl) mit dem Watt d'Or ausgezeichnet. Ohne auf Details einzugehen, hat das von ihm verwirklichte Gebäude so viel graue Energie eingespart (im Vergleich zum damaligen Standard (SIA 380/1 2001 = F: RT 2005)), dass es damit während 100 Jahren (!) beheizt werden könnte. Während sich die Standards weiterentwickelt haben, hat sich das Bauwesen bis heute nur wenig verändert. Lutz kümmerte sich um alle Aspekte des Gebäudes. Sein Ansatz beschränkt sich nicht auf Neubauten. Er wäre auch bei Renovationen anwendbar.

Die Verwirklichung eines dekarbonisierten Energiewesens wird beträchtliche Mengen von grauer Energie verschlingen. Ein im Internet gefundener Gedanke zur Bedeutung der grauen Energie: das IDDRI (Institut für nachhaltige Entwicklung und internationale Beziehungen) schreibt in Bezug auf Transportmittel:

„Es fällt auf, dass wir mehr graue Energie für Transporte verbrauchen als direkte Energie [...]. Mit anderen Worten, wir verbrauchen weniger Energie, um uns in unseren einzelnen Fahrzeugen zu bewegen, als wir Energie aufwenden zur Herstellung, zum Verkauf und zum Transport (Bereitstellung) der von uns verwendeten Autos, Züge oder Busse. "

Ich werde nun einige konkrete Beispiele aufführen, um dem Leser die Möglichkeit zu geben, selbst ein Verständnis für große oder kleine Mengen von grauer Energie, die sich in Projekten verstecken, zu entwickeln.

Rufer und Braunschweig (2013) gingen von der Annahme aus, dass Photovoltaikanlagen etwa 185 kWh / m<sup>2</sup> Elektrizität erzeugen auf dem Schweizer Plateau. Für PV-Module aus den Philippinen bezifferten sie die in deren Produktion investierte Energiemenge auf 887 kWh / m<sup>2</sup> und für ein chinesisches PV-Modul auf 1257 kWh / m<sup>2</sup>. Die Autoren schätzten, dass die investierte Energie nach weniger als 5 Jahren "rückerstattet" sein würde. Diese Zahlen entkräften den Vorwurf, dass Photovoltaikanlagen die für ihre Erzeugung benötigte Energie nicht abdecken.

Der Wirkungsgrad von Photovoltaikanlagen ist immer noch relativ gering. Wir könnten es möglicherweise etwas besser machen, aber das ist eine andere Diskussion. Eine große Ertragssteigerung, die ein "Warten" vor dem Beginn der Implementierung einer neuen Energieinfrastruktur rechtfertigen könnte, ist nicht zu erwarten.

Ein Ansatz zum Verständnis der grauen Energie besteht darin, die in Herstellungsmaterialien enthaltenen grauen Energien zu betrachten. Ein Merkblatt aus Belgien (<https://www.ecoconso.be/>) gibt einen interessanten Überblick über Baumaterialien. Die Liste ist lang. Wir schauen uns hier nur einige wenige Werte an:

Graue Energie von Metallen:

Stahl: 60'000 kWh / m<sup>3</sup>

Kupfer: 140'000 kWh / m<sup>3</sup>

Zink: 180'000 kWh / m<sup>3</sup>

Aluminium 190'000 kWh / m<sup>3</sup>

Diese rohen Zahlen sprechen nur wenige Menschen an. Um sie konkreter zu machen, genügt es sich zu erinnern, dass 1 Liter Öl etwa 10 kWh Energie enthält.

Somit erhalten wir durch "Subtraktion einer Null" von den obigen Werten die entsprechenden Öläquivalente. Für die Produktion von 1 m<sup>3</sup> Aluminium benötigen Sie also die Energie von 19'000 Litern Öl. Und da 1 Liter verbranntes Öl 2,4 kg CO<sub>2</sub> erzeugt, entspricht die graue Energie von 1 m<sup>3</sup> Aluminium 45 Tonnen CO<sub>2</sub> ...

Wie verhält es sich mit dem Beton, der unsere Städte und Wasserinfrastruktur dominiert?

Poröser Beton (zellular): 200 kWh / m<sup>3</sup> graue Energie

Beton: 500 kWh / m<sup>3</sup> graue Energie

Stahlbeton: 1850 kWh / m<sup>3</sup> graue Energie

Wenn wir „La Grande Dixence“ betrachten, die imposanteste Wasserkraftanlage in unseren Alpen, die eine weltweite Referenz bleibt, dann schauen wir auf 5'960'000 m<sup>3</sup> Beton. Unter der Annahme, dass ein Teil armiert ist und mit einem Energieaufwand in der Größenordnung von 1000 kWh / m<sup>3</sup> hergestellt wurde, dann sprechen wir von fast 6.2 Milliarden kWh (6.2 TWh) grauer Energie, was etwa 640 Millionen Litern Öl entspricht.

Das Speichervolumen der Anlage beträgt 400 Millionen Kubikmeter. Ein m<sup>3</sup> Wasser, das in dieser Anlage turbinert und in Elektrizität umgewandelt wird, entspricht etwa einem Liter Öl. Der gesamte Energiespeicher ist also äquivalent mit 400 Millionen Litern Öl, welche mechanische Energie erzeugen.

Somit wäre also weniger als das Doppelte des Wasservolumens hinter dem Damm erforderlich, um die Energieinvestition in die Anlage "zurückzugewinnen". Natürlich wurde nicht alles gezählt, aber die Größenordnung gibt eine ausreichende allgemeine Vorstellung.

Bieudron ist das grösste Kraftwerk im Grande Dixence Komplex, der eine Gesamtnennleistung von 2'000 MW ausweist. Betrachten wir nur Bieudron. Mit einer Nennleistung von 1'200 MW hält es einige Weltrekorde (die größten Pelton-turbinen und die größte Förderhöhe zwischen Stauee und Ebene). Die potenzielle Leistung des Kraftwerks ergibt sich aus dem Produkt der Durchflussmenge und der Wasserdruckdifferenz:

$$\dot{E} = Q \cdot \Delta P \quad [W]$$

Wir können die Zeit schätzen, die benötigt würde, um den Stauee zu leeren, wenn das Kraftwerk mit voller Leistung läuft:

$$\Delta t = \frac{\Delta V \cdot \Delta P}{\dot{E}} = \frac{400 \cdot 10^6 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 1880}{1200 \cdot 10^6} = \mathbf{71 \text{ Tage}}$$

Dieses Ergebnis veranschaulicht mehr als alle Worte den unglaublichen Energieinhalt einer derartigen Anlage (und natürlich auch die Menge von grauer Energie, die in der Anlage drinsteckt).

Würde es sich lohnen, weitere solche Anlagen zu bauen? Meine Antwort lautet ja, aber sie muss unbedingt von einer Reflexion über Energie begleitet werden. Die Errichtung einer solchen Anlage erfordert eine riesige Menge an Energie. Sie könnte also nur noch gebaut werden, solange Energien mit sehr hoher Dichte wie eben das Erdöl, eingesetzt werden können. Nach den Vorgaben des Bundes wird das ab 2050 nicht mehr möglich sein. Dieselbe Überlegung gilt auch für andere Aspekte eines Umbaus des Energiewesens. Wir werden also nicht darum herumkommen, riesige Mengen von fossilen Brennstoffen zu verbrauchen, um unsere CO<sub>2</sub>-neutrale Energieinfrastruktur zu verwirklichen.

Ein weiteres Beispiel, das jedem von uns vielleicht etwas näher ist: wieviel graue Energie steckt in unserer Flotte von hauptsächlich mit fossilen Treibstoffen angetriebenen Autos? Wieviel graue Energie würde in einer Flotte von Elektroautos stecken? Sato und Nakata (2020) berechneten, dass der Energieaufwand für die Herstellung eines Personenwagens etwa 41.8

MJ/kg beträgt. Für einen Kleinwagen mit einem Gewicht von etwa 1'200 kg wären dies 50.2 GJ (14'000 kWh). Im Jahr 2000 waren etwa 4.66 Millionen Motorfahrzeuge (ohne Mofas) in der Schweiz unterwegs (<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/verkehrsinfrastruktur-fahrzeuge/fahrzeuge.html>; Zugriff: 27.04.2021). Wenn wir annehmen, dass alle Autos solche Kleinwagen sind, dann wäre die graue Energie, die in der gesamten Flotte steckt, 65.2 Milliarden kWh. Dies entspricht etwa 6.73 Milliarden Litern Öl oder etwa 28% des jährlichen Gesamtenergieverbrauchs der Schweiz. Der Nissan Leaf, einer der beliebteren elektrischen Kleinwagen, hat eine Lithium-Ionen-Batterie von 24 kWh. Die graue Energie, die in einer solchen Batterie steckt, wurde von Yuan et al. (2017) auf 88.9 GJ (24'700 kWh) beziffert. Zählen wir vereinfachend die Energieaufwände für Fahrzeug und Batterie zusammen, dann erhalten wir 38'700 kWh. Wenn wir annehmen, dass unsere ganze Flotte aus solchen elektrischen Kleinwagen bestünde, dann wäre die graue Energie, die in dieser Flotte steckte, 180 Milliarden kWh oder 18.6 Milliarden Liter Öl, oder etwa 78% des jährlichen Gesamtenergieverbrauchs der Schweiz. Dies entspricht auch etwa der 30-fachen grauen Energie, die in den Bau von Grande Dixence investiert wurde. Es wird angenommen, dass wir unsere Flotte alle 8-9 Jahre erneuern...

## **Energiedichte**

Der Schlüssel zum Verständnis unserer Herausforderungen liegt in der Realisierung, dass ein tiefgreifender Paradigmenwechsel stattfinden muss. Öl, Gas und Uran haben eine unglaublich hohe Energiedichte, während die zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen nur eine geringe Energiedichte aufweisen.

Ein Flugzeug ist ein Vogel. Es ist leicht und benötigt viel Kraft zum Abheben. Öl hat viel Energie, bleibt aber leicht. Wissenschaftlich würden wir sagen, dass es Energie mit hoher Massendichte entspricht, gemessen in J / kg. Zudem ist Öl nicht nur leicht, es nimmt auch wenig Platz ein: Im Flugzeug bleibt Platz für Passagiere, Gepäck oder Güter.

Ein Liter Öl wiegt weniger als 1 kg. Es enthält genügend Energie, um ein Gewicht von 1 Tonne auf eine Höhe von 1'400 Metern zu heben. Wir alle haben eine klare Vorstellung von einem Volumen von 1 Liter, gefüllt mit einer Substanz, die weniger wiegt als Wasser.

Stellen Sie sich nun vor, dass menschliche Massenenergie für die gleiche Arbeit benutzt würde. Männer verteilen die Masse von 1000 kg unter sich. Jeder trägt 50 kg. Gebraucht werden also 20 Männer. Mit einem Gewicht von 75 kg und einem Volumen von 75 Litern für

jeden Mann (die Dichte des menschlichen Körpers ist vergleichbar mit der von Wasser) erhalten wir die folgenden Zahlen:

1 Tonne Material, das um 1'400 Meter angehoben wird, entspricht einer Energie, deren Volumen und Masse

1 Liter and 0.8 kg betragen im Fall von Öl, oder

1'500 Liter und 1'500 kg im Fall von Männern.

Sonne und Wind haben niedrige Energiedichten. Dies ist die grosse Herausforderung bei der Nutzung dieser erneuerbaren Energien.

### Solarenergie:

In unseren Breitengraden liefert die Sonne jedes Jahr eine Energiemenge von ungefähr 1'250 kWh pro m<sup>2</sup> oder das Äquivalent von 125 Litern Öl. Um die graue Energie, die in den Bau von Grande Dixence investiert wurde zurückzugewinnen, müssten PV-Anlagen mit einer Fläche von 41 km<sup>2</sup> während eines ganzen Jahres arbeiten (bei 150 kWh / m<sup>2</sup>).

### Windkraft:

Bei Windkraftanlagen könnte die graue Energie, die für den Bau einer Anlage in der Größenordnung von 2 MW ausgegeben wurde, innerhalb von etwa 8 Monaten zurückgewonnen werden. Das ist die gute Nachricht.

Windkraft nutzt Energie aus der Luft. Als Maschinentyp oder Energieumwandlungssystem gleicht eine Windturbine der in den Alpen und an Flüssen verwendeten hydraulischen Turbomaschine. Der große Unterschied besteht darin, dass ein Fluid (Luft) ausgebeutet wird, dessen Dichte 850-mal niedriger ist als die von Wasser. Deshalb ist eine Windkraftanlage mit einer ansehnlichen Leistung riesig.

Zudem kann Luft nicht in Form von Druck genutzt werden. Alles in allem ist die Windkraftanlage also in etwa mit einem Flusskraftwerk vergleichbar.

Gehen wir von einem Wind aus, dessen Geschwindigkeit als „interessant“ angesehen wird: 5 Meter pro Sekunde, was einer Geschwindigkeit 18 km / h entspricht. Das ist viel Wind. Sie möchten wahrscheinlich nicht an einem Ort leben, an dem der Wind immer mit dieser Geschwindigkeit weht.

Stellen Sie sich nun ein Windfenster vor, durch welches der Wind fließt, bevor er von einer Windkraftanlage ausgenutzt wird. Das Windfenster hat eine Fläche von 10 m<sup>2</sup>.

- Die Windkraftanlage könnte eine Anlage mit horizontaler Achse sein, deren Durchmesser 3.6 Meter betragen würde. Zur Größenordnung: die Länge eines Blattes entspräche etwa dem Abstand zwischen den Händen eines Mannes, der seine Arme seitlich ausstreckt.
- Oder es könnte sich beispielsweise um eine Windkraftanlage mit vertikaler Achse (Typ Savonius oder Darrieus) handeln, die einem großen Anemometer gleicht, dessen Breite am Boden 2 m und dessen Höhe 5 m betragen würde.

Die im Wind enthaltene Kraft (kinetische Energie pro Sekunde), die durch das definierte Fenster geht, wäre:

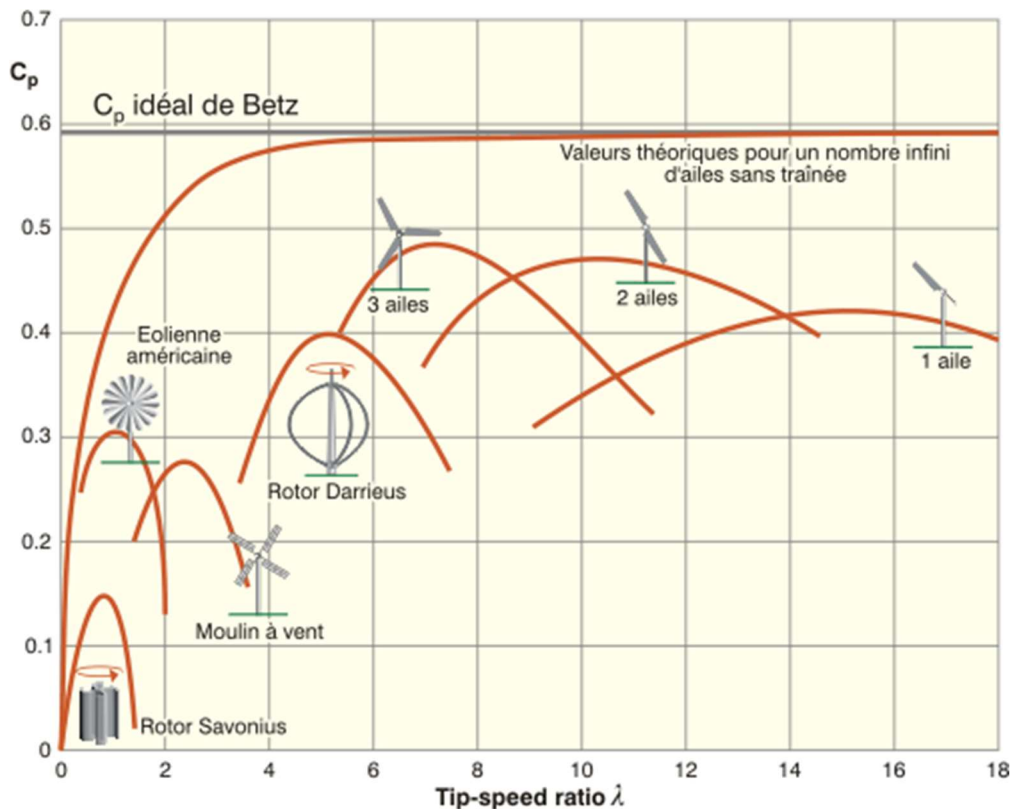
$$\dot{E} = \dot{M} \cdot \frac{C^2}{2} = (\rho \cdot \dot{V}) \cdot \frac{C^2}{2} = (\rho \cdot [C \cdot S]) \cdot \frac{C^2}{2} = \rho \cdot S \cdot \frac{C^3}{2} \quad [W]$$

$\rho$  ist die Dichte der Luft. Sie variiert nicht wirklich. S ist die Fenstergröße (10 m<sup>2</sup>). C ist die Windgeschwindigkeit.

Wir erhielten eine Leistung von 750 W. Diese Kraft wäre allerdings nicht vollständig ausnutzbar. Einfach ausgedrückt, wenn wir diese Kraft vollständig nutzen könnten, würde die Luft hinter der Windkraftanlage still stehen ... und sich ansammeln? Bis alle Luft vor der Turbine angesaugt ist? Es entstünde auch ein Rückgang der Luftdichte. Albert Betz berechnete 1926, dass die maximal nutzbare Leistung 16/27 oder etwa 59% beträgt.

Es wäre also physikalisch unmöglich, mehr als 750 x 0,59 = 443 W (bei einem Fenster von 10 m<sup>2</sup> und einem Wind von 18 km / h) zu extrahieren.

Wie aus der untenstehenden Abbildung ersichtlich, können große Windkraftanlagen mit horizontaler Achse einen Wirkungsgrad von etwa 48% erreichen. Ein Darrieus kann 40% erreichen und ein Savonius toppt bei 15%. Zur Allgemeinbildung: eine amerikanische Mühle erreicht 30% und niederländische Mühlen rund 28%.



[https://energieplus-lesite.be/wp-content/uploads/2019/03/TP\\_Tip\\_speed\\_ratio\\_diff\\_eoliennes.gif](https://energieplus-lesite.be/wp-content/uploads/2019/03/TP_Tip_speed_ratio_diff_eoliennes.gif)

Für eine Windkraftanlage der eben erwähnten Größe, die auf einem Hausdach oder in einem Garten installiert ist, können wir schätzen, dass bei einem vernünftigen Wirkungsgrad von 35% 262 W Leistung zur Verfügung stehen würde. Wenn sich der Wind verdoppeln würde, würde die Leistung auf 2100 W hochschnellen. Und leider, wenn der Wind um die Hälfte einbrechen würde, bekämen wir nur noch 33 W. Hin und wieder windet es überhaupt nicht.

Zur Veranschaulichung: eine Windkraftanlage mit einem Fenster von etwa 70 m<sup>2</sup> (Durchmesser von 10 m) würde benötigt, um einen zur Zubereitung von Tee verwendeten elektrischen Wasserkocher (1'800 W) anzutreiben ... Oder, um zu einem Haushalt mit zwei Kindern in einer 2000-Watt Gesellschaft zu unterstützen: selbst wenn nur ein Zehntel der Energie von Windkraftanlagen stammen würde, müsste eine Anlage mit einem etwa 40 m<sup>2</sup> grossen Fenster installiert werden.

Auf die Photovoltaik angewendet: wenn die jährliche Energiemenge, die von einer PV-Anlage produziert wird, 150 kWh / m<sup>2</sup> beträgt, dann ist die Leistung der Anlage 17.12 W / m<sup>2</sup>. Dieser niedrige Wert berücksichtigt, dass die Anlage während der Nacht nicht produziert. Es ist dieser Wert, der einen direkten Vergleich mit der Produktion einer Windkraftanlage erlaubt. Es.

errechnet sich, dass eine PV-Fläche von etwa 105 m<sup>2</sup> benötigt würde, um den erwähnten Wasserkocher anzutreiben.

Die grossen Leistungsschwankungen der Windkraftanlagen stellen ein schwer zu lösendes Problem dar. Falls man kein „peak shaving“ betreiben will (wobei ein Grossteil der Produktion vernichtet wird), dann muss die produzierte fluktuierende Strommenge einem Netz zugeführt werden. Wenn wir davon ausgehen, dass der Stromverbrauch konstant ist und eine Windkraftanlage daran angeschlossen ist, muss unbedingt etwas hinzugefügt werden, das dem Netz "Stabilität" verleiht. Dieses Etwas müsste rasch auf Produktionsschwankungen reagieren können. Leider kommt dafür fast nur der Verbrennungsmotor oder die Gasturbine in Frage. Dieses Problem wurde anfänglich nicht erkannt. Es war erst die massive Installation von Windkraftanlagen in einigen Ländern, die einen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen offenbarte... Jeder Windstandort ist anders. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass ein stabiler und etablierter Windstandort nur etwa 20% reine Windkraft erzeugt. Der Rest (80%) stammt von den "Motoren", die notwendig sind, um Lücken zu füllen.

## **Literatur Kapitel 6**

Rufer D., Braunschweig A. (2013) Ökobilanz von Solarstrom. [www.e2mc.com](http://www.e2mc.com) ◊ Projekte  
◊ Publikationen ◊ Ökobilanz von Solarstrom

Bundesamt für Energie BFE (2013) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012. BBL, Verkauf  
Bundespublikationen, Bern

Internationale Energieagentur (2002) Potenzial für gebäudeintegrierte Photovoltaik; Bericht  
IEA-PVPS T7-4; [www.netenergy.ch/pdf/BipvPotentialSummary.pdf](http://www.netenergy.ch/pdf/BipvPotentialSummary.pdf)

Akademien der Wissenschaften Schweiz (2012) Zukunft Stromversorgung Schweiz;  
[www.akademien-schweiz.ch/index/Publikationen/Berichte.html](http://www.akademien-schweiz.ch/index/Publikationen/Berichte.html)

Gunzinger A. (2013) Kann sich die Schweiz mit Strom aus nur sichtbaren Energie selbst  
verwalten? [www.electrosuisse.ch/de/verband/etg/etg-rueckblicke/131204-energieeffizienz.html](http://www.electrosuisse.ch/de/verband/etg/etg-rueckblicke/131204-energieeffizienz.html)

Merkblatt SIA 2032 (2009) Graue Energie im Fokus, SIA Verlag, Zürich

Itten R., Frischknecht R., Stucki M. (2013) Lebenszyklusinventare von Strommischungen und  
-netzen. ESU-Dienste, Uster

Datenblätter Solar-Modul von SunPower (2013). [www.sunpowercorp.de](http://www.sunpowercorp.de)

Internationale Technologie-Roadmap für Photovoltaik, Ergebnisse 2012. [www.itrpv.net](http://www.itrpv.net)

Frischknecht R., Steiner R., Jungbluth N. (2009) Methode der ökologischen Knappheit – Ökofunktionenoren 2006. Bundesamt für Umwelt, Bern

PV-Zyklus (2013) Recycling von PV auf Siliziumbasis. <http://www.pvcycle.org/pv-recycling/recycling-of-si/>

Fraunhofer ISE (2013) Stromgestehungskosten Kostenbare Energien. [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

Energieverordnung EnV (Stand am 1. Januar 2014) Systematische Rechtssammlung SR 730.01, [www.admin.ch](http://www.admin.ch)

Rasonyi P. (24.10.2013) Hastige Renaissance der Kernenergie. NZZ Nr. 247, Seite 9

Andersson G., Boulouchos K., Bertschinger L. (2011) Energiezukunft Schweiz. Energy Science Center, ETH Zürich

Vorläufige Schätzung von Swissolar, dem Schweizerischen Verband der Solarenergiefachleute, vom März 2014. Die endgültige Fassung der "Volkszählung des Solarmarktes 2013" wird im Sommer 2014 verfügbar sein.

Bucher Ch. (2012) erhöhte Anteil eines hohen Photovoltaikanteils auf das Niederspannungsnetz. Nationale Photovoltaik-Tagung 2012, Baden

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2013) Energiedaten: Gesamtausgabe. [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

Sato F.E.K., Nakata T. (2020) Energy consumption analysis for vehicle production through a material flow approach. *Energies* 13, 2396

Yuan C., Deng Y., Li T., Yang F. (2017) Manufacturing energy analysis of lithium ion battery pack for electric vehicles. *Manufacturing Technology* 66, 53–56

#### Weitere Referenzen:

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/suche.html#grise>

[www.swissdams.ch](http://www.swissdams.ch)

[www.grande-dixence.ch](http://www.grande-dixence.ch)

Stahlbeton:

[www.ecoconso.be](http://www.ecoconso.be)

Konkrete Daten. <https://www.toutsurlebeton.fr/le-ba-ba-du-beton/masse-volumique-du-beton-et-de-ses-constituants/>

Windausbeute:

[https://energieplus-lesite.be/wp-content/uploads/2019/03/TP\\_Tip\\_speed\\_ratio\\_diff\\_eoliennes.gif](https://energieplus-lesite.be/wp-content/uploads/2019/03/TP_Tip_speed_ratio_diff_eoliennes.gif)

Graue Energie:

Chancel L., Pourouchottamin P., „Graue Energie: das verborgene Gesicht unseres Energieverbrauchs“, Policy Brief, Institut für nachhaltige Entwicklung und internationale Beziehungen, Nr. 04/13, April 2013 (online lesen [Archiv], abgerufen am 25. März 2018)

<https://jancovici.com/publications-et-co/articles-de-presse/pour-un-bilan-carbone-des-projets-dinfrastructures-de-transport/>

Windräder:

<https://www.theguardian.com/environment/blog/2012/jan/09/wind-turbines-increasing-carbon-emissions>

## **Richard Voellmy**

Literargymnasium Zürich; Studium der Naturwissenschaften an der ETH Zürich; 1971 Diplom; 1975 Doktorat am Institut für Microbiologie der ETHZ; 1975-78 Forschungsaufenthalt an der Harvard Medical School, Boston (Dept. of Physiology); 1978-82 Forschungsaufenthalt an der Universität Genf (Département de biologie moléculaire); 1982 Assistant Professor an der University of Miami (Miller) School of Medicine; 1987 Promotion zum Professor; 2004 Emeritierung. 1994 Juris Doctor (University of Miami); seit 1994 Mitglied der Anwaltskammer von Florida; seit 1997 U.S. Patentanwalt.

Akademische Forschung im Gebiet der molekularen Mechanismen der zellulären Antwort auf physiologischen oder pathologischen Stress (ausgelöst etwa durch Hitze/Fieber, Intoxikation, Medikamente, Pathologien und Sport). Unterstützt wurden die Arbeiten vom U.S. National Institute of Health (NIH). Insgesamt zeichnet Hr. Voellmy für 113+ wissenschaftliche Publikationen z.T. in führenden Zeitschriften wie Cell, Science, Nature, Nucleic Acids Res., Mol. Cell. Biol., Proc. Natl. Acad. Sci. USA, J. Biol. Chem. und J. Virol.

Industrie: 1990 Mitgründer von StressGen Biotechnologies Corp., B.C., Kanada (TSX: SSB), von 1995-99 Vice President. 1999-2000 Directeur, Debiopharm SA, Lausanne (auf Urlaub von der University of Miami).

Nach seiner Emeritierung von der University of Miami School of Medicine kehrte Hr. Voellmy in die Schweiz zurück und begann die von ihm gegründete Firma HSF Pharmaceuticals SA ([www.hsfpharma.com](http://www.hsfpharma.com)) als Vehikel für die Fortsetzung seiner Forschungen zu benutzen, welche er in Zusammenarbeit mit ausgewählten internationalen akademischen Partnern und Partnern in der Industrie durchführt. Beim gegenwärtig wichtigsten Projekt geht es um die Entwicklung einer neuartigen Impftechnologie (Fokus: Grippe), welche im Vergleich zu konventionellen Technologien höhere Wirksamkeit und einen breiteren Impfschutz verspricht.

## **Olivier Zürcher**

Geboren in Biel in 1970 verfolgte Olivier Zürcher eine Ausbildung zum Maschineningenieur an der ETH Lausanne, die er mit verschiedenen Arbeiten über hydraulische Turbomaschinen abschloss. Darauf begann er seine Doktorarbeit auf dem Gebiet des Wärmetransfers und der Thermodynamik. Er schloss seine Doktorarbeit 2000 erfolgreich ab. Die Resultate seiner Forschung wurden in 8 wissenschaftlichen Zeitschriften publiziert. Im Bereich der

Dimensionierung von grossen Kühleinheiten sind seine Arbeiten auch heute noch immer international anerkannt.

Nach seiner akademischen Tätigkeit wechselte Hr. Zürcher in die Industrie. Dort beschäftigte er sich mit Pumpen und hydrostatischen Motoren. Seine Arbeiten resultierten in einer Publikation, welche die Industriebranche inspirierte und zur weiteren Verwendung seiner Ansätze führte.

2003 wurde er zum Professor an der Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg ernannt, wo er Thermodynamik, Energetik und Wärmetransfer lehrte. Während dieser Tätigkeit war es ihm ein Anliegen, die Ausbildung seiner Studenten mit Übungen, die sich auf reale Situationen bezogen, zu vertiefen. Seine Forschung umschloss mehr als 40 Projekte, die sich mit verschiedenen Energieproblemen beschäftigten, insbesondere mit der möglichen Nutzung von Mikroalgen.

Seit 2015 arbeitet Hr. Zürcher selbständig und gründete 2018 seine Firma Watt4U. Gegenwärtig arbeitet er als Konsulent und Experte in den Bereichen Flüssigkeiten und Energie für staatliche Stellen und die Industrie (auch im Pharma- und Gebäudesektor).