

SPG Mitteilungen Communications de la SSP

Auszug - Extrait

Energie, Nachhaltigkeit und Umwelt (4)

Bericht aus der SATW-Energiegruppe

Bernhard Braunecker

Energie, Nachhaltigkeit und Umwelt (4)

Bericht aus der SATW-Energiegruppe

Bernhard Braunecker

Aufgabenstellung

Vor gut drei Jahren hatten sich etwa zehn Energieexpertinnen und -experten bei der SATW in einer losen Arbeitsgruppe zusammengefunden, um zu aktuellen Energiefragen Stellung zu nehmen. Auslöser war die seit Beginn des Ukrainekriegs in der Bevölkerung und in der Politik spürbare Verunsicherung über die langfristige Versorgungssicherheit von Energie und vor allem von elektrischer Energie in der Schweiz. Zwar gab es bereits 2022 einen Grundlagenbericht des Dachverbands der Akademien der Schweiz a+, der die gegenwärtige Situation bis ins Jahr 2050 extrapolierte, der allerdings nach Ansicht des SATW-Vorstands ergänzungsbedürftig war und weiterer Klarstellungen bedurfte¹.

Die sich *ad hoc* zusammengefundenen Gruppenmitglieder beschlossen deshalb an ihrer ersten Sitzung am 1. Dezember 2022, sich vorerst auf vier Themenbereiche zu konzentrieren, die hinsichtlich 2050 stärker betont werden müssten: (a) Energieversorgungssicherheit unter Einbezug aller Technologievarianten, (b) Neubewertung der Kerntechnologien, (c) wasserstoffbasierte Energiesysteme und (d) Reduktion des Energieverbrauchs von Rechenzentren. Während Punkt (a) zu einem ersten Positionspapier der SATW-Gruppe führte², basierte bei der Behandlung von Punkt (b) ein von der Gruppe verfasstes SATW-Faktenblatt weitgehend auf den im Juli 2021 im **SPS Focus 1** publizierten Erkenntnissen³. Das Thema „Wasserstoff“ (Punkt c) wurde danach gleich mehrfach behandelt, zuerst in einem von der SPG mitorganisierten SATW-Forum im April 2024, das die Beurteilung des Energieträgers Wasserstoff aus Sicht der Grossindustrie aufzeigte⁴, anschliessend im **SPS Focus 4**, worin primär der gegenwärtige Stand nuklearer SMRs⁵ und ihr vorteilhafter Einsatz als kompakte Energiequelle in grosstechnischen Produktionsanlagen behandelt und dies dann am Beispiel der Wasserstoffproduktion illustriert wurde⁶. Einige Kollegen der SATW-Gruppe wirkten an diesem Report als Autoren mit. Als dritte Aktion der SATW-Gruppe kam Ende 2025 noch eine Studie über die Risiken von Wasserstoff in der täglichen Anwendung hinzu.

¹ https://scnat.ch/en/uuid/i/5eca5222-206f-5922-8168-97a73b4a6e1e-Swiss_Energy_System_2050_Pathways_to_Net_Zero_CO2_and_Security_of_Supply

² https://www.satw.ch/fileadmin/Documents/SATW/Factsheets_Versorgungssicherheit/SATW_Factsheet_Versorgungssicherheit_Energie.pdf

³ <https://www.satw.ch/de/publikationen/kernenergietechnologien-ueberblick-ueber-den-aktuellen-stand-und-die-entwicklung> und https://www.satw.ch/fileadmin/Documents/SATW/Focus_topics/Energie_Umwelt/SATW_Factsheet_Kernenergie.pdf

⁴ <https://www.satw.ch/de/news/warum-wir-wasserstoff-und-synthetische-energietraeger-fuer-mobilitaet-dekarbonisierung-und-energiespeicherung-brauchen>

⁵ Small and Medium (nuclear) Reactors

⁶ https://www.sps.ch/de/publications/sps_focus

Der verbleibende Punkt (d) der ursprünglichen Aktionsliste der Energiegruppe, wie der stark ansteigende Energieverbrauch in der Digitalisierung und hier speziell in Grossrechenzentren bei gleichzeitiger Steigerung der Rechenleistung reduziert werden kann, führte zu **SPS Focus 3** (Februar 2025). Allerdings bekam dabei das Thema der Effizienzsteigerung angesichts bemerkenswerter Fortschritte mehr Gewicht als geplant, was zu Lasten der Energie-reduktionsfrage ging, so dass dieser Punkt noch der kritischen Betrachtung harret. Dieser offene Punkt sollte von der SPG noch behandelt werden, denn bei diesem immer wichtiger werdenden Thema ist die Physik in mehrfacher Hinsicht gefordert, einerseits, da sie zu den Hauptbenutzern der Grossrechenzentren gehört und andererseits, weil energiesparsamere Lösungen nicht allein durch technische Verbesserungen erreicht werden können. Vielmehr sind neue Ansätze in der Rechnerarchitektur wie die spintronischer Art zu technischer Reife zu entwickeln, während im Programmierbereich zum Beispiel die Übernahme erprobter Optimierungsalgorithmen der theoretischen Physik zur Behandlung kollektiver Phänomene sich auch auf viele technische Fragestellungen anwenden liesse. Ergäbe sich dann eine schnellere Konvergenz der Lösungsansätze und somit eine Verkürzung der Rechenzeiten, würde dies den Energiebedarf deutlicher senken als es durch manche technische Massnahme geschähe.

Energiespeicherung

Als neues Thema in 2025 kam hinzu, wie die Energiespeicherung bis ins Jahr 2050 ausgelegt werden sollte, primär um die Volatilität der erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik durch kurzfristiges Laden und Entladen von Pufferspeichern so weit zu reduzieren, dass durch die schwankende Unter- oder Überlast der Netze nicht noch zusätzliche Destabilisierungsmomente das Gesamtsystem schwächen⁷. Das ist hauptsächlich in den Sommermonaten der Fall, um die tagsüber durch Solartechnik produzierte, aber nicht gebrauchte elektrische Energie nicht im gesamten Netz zirkulieren zu lassen, sondern sie temporär und an möglichst vielen und national gleichmässig verteilten Knotenstellen so lange zwischenspeichern, bis sie zum Beispiel in den Nachtstunden abgerufen wird. Die andere und fast noch wichtigere Aufgabe von Speichersystemen ist, sie als mittel- bis langfristig genutztes Energiereservoir für den zusätzlichen Bedarf in den Wintermonaten vorzusehen, falls es zu Versorgungsengpässen oder sogar zu Ausfällen bei der Stromproduktion kommen sollte. Nur wie im Folgenden gezeigt wird, bestünde 2050 bereits im Normalfall ein nicht unerhebliches Stromdefizit zwischen Angebot und Nachfrage in den Wintermonaten, das zu beheben ist.

⁷ SATW-FactSheet 'Energiespeicherung 2050 - was braucht die Schweiz?', Autoren: Brigitte Buchmann (ehemals Empa), Konstantinos Boulouchos (ehemals ETHZ) und Christian Holzner (SATW), Februar 2026

Studien

Die Autoren der im Folgenden *Variante 1* genannten SATW-Studie unterscheiden somit auch zwischen kurzfristigen Speichertechnologien mit Zykluszeiten von Stunden bis Tagen, also von stationären Batterien, mobilen Batterien in PKW-Flotten und Pumpspeicherwerken, und mittel- bis langfristigen saisonalen Speichern wie die von Stauseen und von chemischen Energieträgern. Die rein technischen Betrachtungen werden in Variante 1 für verschiedene politische Szenarien vorgenommen. Zum einen in einem sogenannten Entwicklungspfad A, der marktorientiert ausgerichtet ist und grundsätzlich den freien und grenzüberschreitenden Handel von elektrischem Strom in der Grössenordnung von ca. 5 TWh vorsieht. Alternativ dazu wird ein Entwicklungspfad B besprochen, der auf der vollständigen Versorgungsautarkie der Schweiz bei Strom aufbaut, also ohne Abhängigkeiten von Importen aus dem Ausland wäre.

Beides sind Extremsituationen mit ihren Vorteilen, aber auch gravierenden Nachteilen. Pfad A beinhaltet in Zeiten zunehmender internationaler Krisen das Risiko, dass die erforderliche Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet werden kann, wenn trotz abgeschlossener Verträge jedes Lieferland bei Engpässen primär an sich selbst denken wird wie die jüngste Geschichte es zeigte. Bei Pfad B würde auf der anderen Seite gerade in Nichtkrisenzeiten ein allgemeines Unverständnis in der Bevölkerung entstehen wegen der deutlich höheren Schweizer Erzeugerpreise. Die Frage wird deshalb sein, wie die Politik und die Stromkonzerne in den nächsten 25 Jahren jeweils die aktuell-optimale Lösung finden können zwischen beiden Extremen, und welche technischen, aber auch juristischen Möglichkeiten ihr dabei zur Verfügung stehen?

Es sei nun nicht verhehlt, dass die genannten Ausführungen der Variante 1 nicht von allen Gruppenmitgliedern ge-

teilt wurden. So wurde unter anderem moniert, dass der Elektrizitätsbedarf massiv unterschätzt werde und somit auch der Speicherbedarf. Hinzu kommt, dass die Annahme, zur Minderung der sich im Winter ergebende Stromlücke von etwa 15 - 20 TWh könne stets auf vertraglich garantierte Importe zurückgegriffen werden, wie erwähnt nicht gerechtfertigt sei. Eine unabhängige, andere *Variante 2*, die von einem Kollegen der Gruppe ins Spiel gebracht wurde, gewichtet und bewertet sowohl Strombedarf wie Stromerzeugung anders, und sie unterscheidet sich daher im Detail markant in der Vorhersage bis 2050 von Variante 1. Nur, auch sie identifiziert eine Stromlücke etwa gleichen Ausmasses und auch sie hat kein Patentrezept, wie diese geschlossen werden kann. Wir vergleichen trotzdem beide Varianten, allein um zu zeigen, dass trotz aller ernsthafter Basisanalysen jede Vorhersage bis ins Jahr 2050 noch mit grossen Fragezeichen versehen ist. Die Schlussfolgerung wird sein, möglichst jetzt bereits viele Systemeinstellparameter technischer wie juristischer Art parat zu stellen, mit denen die Entscheidungsträger von Staat und Stromkonzernen operieren können. Beide Varianten fokussieren sich mehr auf die kritische Winterjahreszeit, wobei Variante 2 naheliegenderweise sich auf das Wintertrimester beschränkt, also auf die vier Monate November bis Februar, die angesichts der zu erwartenden mildereren Wintertemperaturen in der Schweiz bis 2050 massgebend sein dürften.

Die Tabelle 1 zeigt, dass der alljährliche Strombedarf in 2050 bei Variante 1 zu 40 TWh im Sommersemester und 50 TWh im Wintersemester abgeschätzt wird. Variante 2 errechnet, ausgehend vom heutigen Bedarf von 23.2 TWh einen Bedarf in 2050 von 37 TWh für das Wintertrimester, was für das volle Wintersemester sogar 55 TWh bedeuten würde. Für das Sommersemester stimmen beide Varianten überein, dass der Bedarf von etwa 40 TWh gedeckt werden kann. Hinsichtlich des Wintersemesters weist Variante 1 ein Defizit von 16 TWh für Pfad A bzw. 21 TWh für Pfad B aus,

Schweiz (TWh _e)	Variante 1			Variante 2 ^I		
	Sommersemester	Wintersemester		Pro Monat	Wintertrimester	
				Bedarf 2025	5.8	23.2
				Zusätzlich	3.45	13.8
Strombedarf (2050)	40	50		Strombedarf (2050)	9.25	37
Stromerzeugung						
			<i>Pfad A</i>	<i>Pfad B</i>		
					<i>Laufwasser</i>	4
	<i>Speicherwasser</i>	20	20	20	<i>Speicherwasser</i> ^{II}	9
	<i>Photovoltaik</i>	20	8	8	<i>Photovoltaik</i> ^{III}	5
	<i>KVA / ARA</i> ^{IV}	1	1	1	<i>Wind</i> ^V	2
	<i>Import</i>	0	5	0	<i>Import</i>	0
	Total	41	34	29	Total	20
					Stromdefizit Wintertrimester	17
Stromdefizit Wintersemester	0	16	21	Stromdefizit Wintersemester (berechnet)		25

Tabelle 1: Strombedarf und Stromerzeugung in beiden Studienvarianten

I: Martin Schlumpf, Weltwoche Grün Nr. 42.25

II: Speicherseen (2025) Wintertrimester 7.45 TWh plus Zusatzausbau 1.5 TWh ⇒ 9 TWh

III: PV-Solar: Installiert 38 GW mit Auslastung 10% ⇒ 33.6 TWh/a, somit im Wintertrimester bei 4% Effizienz: 33.6 TWh/a · (4/12) · 0.04 = 5 TWh

IV: KVA (Kehricht-Verbrennungsanlagen); ARA (Abwasser-Reinigungsanlagen). Es wird keine Windenergie und Geothermie berücksichtigt.

V: 4.3 TWh/a (Wind) + 1.8 TWh/a (KVA) ⇒ Wintertrimester 2 TWh

während bei Variante 2 das Defizit von 17 TWh im Wintersemester, wenn hochgerechnet auf das Wintersemester, dann sogar noch deutlich grösser wäre mit etwa 25 TWh.

Die Tabelle 1 zeigt auch, dass der alljährliche Strombedarf bei Variante 1 von 90 TWh auch von Variante 2 erhalten wird, wenn man den monatlichen Strombedarf im Sommersemester mit 5.8 TWh/m und im Wintersemester mit 9.25 TWh/m annimmt (siehe Box). Erstreckt man jedoch die Jahresberechnung über die 4 Monate des Wintertrimesters und betrachtet die restlichen 8 Monate als Sommermonate, kommt man lediglich auf 83.4 TWh/a. Das allein zeigt, wie unsicher all die Abschätzungen sind. Dennoch, und das ist die eigentlich alarmierende Botschaft, zeigen beide Varianten nahezu übereinstimmend, dass wegen der Wintermonate eine erhebliche Stromlücke von 16 - 25 TWh/a bestehen wird.

Chemische Speicherung

Besonderes Augenmerk gilt in Variante 1 den existierenden fossil-chemischen Energiespeichern wie den grossen Tanklagern von flüssigen oder gasförmigen Stoffen, da ihre Infrastruktur vorhanden, laufend gewartet und der Umgang mit ihr der Bevölkerung vertraut ist (Tabelle 2).

Speicherbedarf Schweiz (in 2050) (TWh _{el})	Variante 1 Wintersemester	
	Pfad A	Pfad B
Stromdefizit gemäss Tabelle 1	16	21
Speicherbedarf		
Kompensation Stromdefizit ⁸	27	35
Bedarf an Tanklagern für Industrie, Schwerkverkehr	10	10
Bedarf an Tanklagern für Luftfahrt	5	5
Bedarf Chemische Speicherung: Total (Winter)	42	50

Tabelle 2: Elektrizitätsspeicherbedarf in Form chemischer Energieträger.

Sie zeigt, dass die aus Tabelle 1 übernommenen 16 bis 21 TWh der Stromlücke pro Wintersemester, wenn sie durch thermische Kraftwerke bei einem Wirkungsgrad von 60% geschlossen werden soll, dann 27 bis 35 TWh Speicherbedarf erfordern würde. Zusätzlich sind laut Studie langfristig Lagerkapazitäten für Brenn- und Treibstoffe aus erneuerbaren Quellen für die Industrie und den Verkehr notwendig mit einem geschätzten Jahresbedarf von $(16 + 4) = 20$ TWh/a, sowie für Flugtreibstoffe von 10 TWh/a, also pro Wintersemester 10 TWh und respektive 5 TWh in Tabelle 2. Um somit die Versorgungssicherheit im Wintersemester 2050 im gleichen Ausmass wie in 2025 zu sichern, sind insgesamt Vorräte für Brenn- und Treibstoffe von 42 TWh für Pfad A bzw. 50 TWh für Pfad B erforderlich.

Generell ist dies eine sinnvolle Strategie, bisherige Installationen zu erhalten und sie kontinuierlich auf moderne Energieträger umzurüsten. Das sollte auch in den meisten Fällen prinzipiell möglich sein, wobei in jedem Einzelfall technische Modifikationen unerlässlich sein werden. So ist zum Beispiel in vorhandenen Pipelines oder Tanks, wenn sie von

Erdgas auf Wasserstoffgas umgestellt werden, die grössere Metallsprödigkeit der Dichtungen und somit die höhere Leckrate einschliesslich des Explosionsrisikos ein ernst zu nehmendes, aber auch zu lösendes Problem.

Gasturbinen CCGT

Generell sind *Combined Cycle Gas Turbine* CCGT als Puffersysteme sinnvoll besonders im Arbeitsbereich von 0.1 bis 40 MW_{th}, wo sie innerhalb weniger Minuten auf Vollast hochgefahren werden und somit ideal die Leistungsschwankungen erneuerbarer Energiequellen ausgleichen können. Das auf dem Betriebsgelände von General Electric in der Gemeinde Birr (AG) installierte und seit März 2023 betriebsbereite, aber nicht weitergeführte Reservekraftwerk mit 8 Modulen von je 30 MW_{th} Leistung erbrächte während eines Wintertrimesters bei 24/7 Vollbetrieb ein Energiebeitrag von lediglich 0.75 TWh, bzw. etwa 1 TWh pro Wintersemester. Das zeigt, dass CCGT in dieser Leistungsklasse gut sind für den Einsatz bei einer kurzfristigen Strommangellage in lokal begrenzter Umgebung, zum Beispiel einer Stadt oder eines Kantons, aber nicht zur Beilegung des hier diskutierten nationalen Defizits von 16-25 TWh⁹. Aber sie sind dennoch attraktiv wegen ihrer hohen Flexibilität nicht nur bei der Leistungsabgabe, sondern auch bei der Wahl des Brennstoffmittels, da sie neben gasförmigen Brennstoffen auch mit flüssigen Brennstoffen inklusive synthetischen Brennstoffen betrieben werden können. Das erlaubt, das aktuell kostengünstigste Betriebsmittel einzusetzen. Nur sollte man die CCGT dann permanent in die Versorgung einbinden und nicht nur für Notfälle bereithalten, was kein privater Investor je machen würde. Für CCGT spricht auch, dass der Verbrauch wie auch der CO₂ Ausstoss, der bereits heute nur noch 0.4 tCO₂/MWh verglichen zu dem eines normalen Kohlekraftwerks mit 1 tCO₂/MWh beträgt, in den kommenden Jahren signifikant reduziert werden wird, sei es durch modernes Abgasmanagement wie auch durch direkte CO₂ Absorptionstechnik.

Nuklear

Man wird in den verbleibenden 25 Jahren nicht um die Kernkraft herumkommen. Falls bis 2050 zwei neue KKW's mit je 1.4 GW in Betrieb gingen, hätte man pro Wintersemester bei 24/7 Betrieb, also bei 4300 h, etwa 12 TWh, zwar immer noch keine eine vollständige Eliminierung der Stromlücke, aber einen massiven Gewinn an Sicherheit in der Versorgung.

Energieimporte und Energiehandel

Importe und ihre vertragliche Absicherung sind weiterhin notwendig, aber man muss sich in der Politik darauf einstellen, dass eine über einen längeren Zeitraum vereinbarte Gültigkeit nicht mehr gewährleistet werden kann. *'Pacta servanda sunt'* wird weiterhin in Normalzeiten gelten, aber nicht mehr in Krisenzeiten. Also braucht es auch hier Flexibilität und neue Ansätze. Im juristischen Sinn wäre eine börsenähnliche Vorgehensweise wert, näher betrachtet zu

⁹ CCGT sind technisch ausgereift, haben einen hohen Wirkungsgrad, sind kurzfristig im Handel erhältlich und lassen sich gut in bestehende lokale Infrastrukturen integrieren. Es gibt auch verschiedene CCGT-Varianten mit einer Leistung von bis zu etwa 350 MW, die jedoch eher für den Dauerbetrieb vorgesehen sind.

https://en.wikipedia.org/wiki/Combined_cycle_power_plant

⁸ Effizienzfaktor 60%

werden, so wie es zwischen dem Nicht-EU Land Norwegen mit viel Wasserkraft und dem EU-Land Niederlande mit viel Windkraft seit Jahrzehnten erfolgreich praktiziert wird. Dort wird täglich der Stromfluss je nach Bedarf und Angebot über das auf eine Leistung von 700 MW ausgelegte und 580 km lange Seekabel **NorNed** geregelt, wobei die aktuelle Transportrichtung auch vom Strompreis abhängt. Der permanent optimierte Stromaustausch reduziert in beiden Ländern Erzeugungs- und Bedarfsschwankungen, stabilisiert die Netze und führt in beiden Ländern nicht nur zu mehr Versorgungssicherheit, sondern beschert ihnen auch beachtliche Einnahmen, wenn durch das EU-Land Niederlande überschüssiger Strom an die EU verkauft werden kann.

Eine Vorgehensweise à la NorNed wäre interessant für die Schweiz, um nicht nur passiv den von den EU-Nachbarstaaten diktierten Bedingungen ausgeliefert zu sein, sondern selber die täglichen Einstellparameter der Stromversorgung mit mehreren EU oder Nicht-EU Ländern fein zu justieren. Die Schweiz könnte dabei vorteilhaft die Tatsache nutzen, dass wichtige Strom- wie Gasleitungen in allen vier Windrichtungen durch das Land führen, so dass sie nicht nur Agentur wäre, sondern auch physisch Zugriff zu den Netzen hätte.

PID-Empfehlung für 2050

Der bewährte Ansatz, für eine kurz-, mittel- und langfristige Stabilisierung dynamischer Abläufe in einem System zu sorgen, ist das Konzept des PID-Reglers¹⁰. Hier in unserem Fall beinhaltet das sowohl die zeitliche Konstanz der Versorgungsleistung von Tag zu Tag, wie auch die Kompensation des zu erwartenden Stromdefizits in den Wintermonaten. Es ist daher notwendig, eine Reihe von technischen und administrativen Instrumenten bereitzustellen, die es der Politik und den Stromkonzernen ermöglichen würden, die jeweils optimale PID-Vorgehensweise zu realisieren. Aus technologischer Sicht sind dies all die Massnahmen, die darauf abzielen, bestehende Energieträger und ihre Infrastruktur weiter auszubauen. Dazu zählen neben der Wasserkraft auch die Kernkraft, sowie die Nutzung vorhandener stationärer Infrastrukturen wie Tanklager, die jedoch an neue Energieträger wie Wasserstoff angepasst werden müssen. Um die Leistungsfähigkeit der Stromnetze voll auszunützen, sind sie von den unvermeidlich täglichen Schwankungen der Stromerzeugung durch Solarstromquellen und vom volatilen Bedarf der Konsumenten zu entlasten. Massnahmen wie dezentrale Stromspeicher, die flächendeckend im Land verteilt sind, sind dazu gut geeignet. Dazu gehören auch mehr und mehr Abnehmer von Kühlleistungen in Haushalten und Lebensmitteldepots im Sommer in direkter Analogie zu den Heizleistungen im Winter.

¹⁰ Ein PID-Regler (Proportional-Integral-Differential) reagiert auf die Abweichung eines Soll- vom Istwert und unterscheidet zwischen der aktuellen Differenz (P), der Drift (I) und der Änderungsgeschwindigkeit (D).

Fazit

- Jede technische Möglichkeit, erratische Schwankungen bei Stromerzeugung und -verbrauch durch Zugriff auf kurzfristig verfügbare Speicher zu reduzieren, macht Übertragungs- und Speicherkapazität der Netze frei, die vorteilhaft genutzt werden kann zu volatilen, jedoch gesteuerten Stromflussoptimierungen à la NorNed.
- Der Fokus der Studien auf die Stromversorgungsdefizite in den immer kälter werdenden Wintermonaten sollte nicht vergessen machen, dass ähnlich gravierende Versorgungsprobleme in den immer heisser werdenden Sommermonaten in den kommenden Dekaden zu erwarten sind. Ist es im Winter der erhöhte Heizungsbedarf, so im Sommer der private wie öffentliche Bedarf an Kühlleistung. Ist das Problem im Winter die ungenügende Leistungsabgabe der PV, so ist im Sommer zu befürchten, dass die Wasserkraft massiv an Bedeutung verlieren wird, wenn Flüsse wie geschehen zu Rinnsalen werden.

Abschätzung von Variante 2

Schweiz (in 2050) (TWh _e)	Wintermonat	Wintertrimester (November bis Februar)		
Strombedarf (2025)	5.8	23.2		
Zusätzlich			Stromerzeugung	
Wärme ¹	1.5		Laufwasser	4
Mobilität ²	1.2		Speicherseen	7.5
Bevölkerungswachstum	0.75		Ausbau	1.5
Summe	3.45	13.8	Solar	5.4
			Wind	1.8
			KVA	0.2
Strombedarf (2050)	9.25	37	Summe Stromerzeugung	20.4
Defizit (Wintertrimester)		17		

¹ 64 TWh mit Faktor 2 (wegen Renovation) und Faktor 3.5 (wegen WP) = 9.5 TWh/a

² 6.5 Mio PKW (2025) ⇒ 5 Mio PKW(2050) · 12'000 km/a · 20 kWh/100 km · 1.2 = 1.2 TWh/m