

Vortrag AVES SH vom 1. November 2018

Never change a winning horse!

Emanuel Höhener

Ein wichtiges Element einer Strategie ist, dass man "Contingency" Überlegungen mit einbaut, oder wie man in unseren Breitengraden sagt, einen Plan B (und allenfalls C) bereithält.

Ein Plan B beinhaltet zwingend mindestens zwei Aspekte: Was ist der Inhalt von Plan B und wann ist der Zeitpunkt, auf diesen einzuschwenken. Beides findet man nicht in dem was hierzulande unter Energiestrategie 2050 angeboten wurde. Ohne zwingenden Grund hat man ein sehr bewährtes Stromversorgungssystem, welches Versorgungssicherheit zu marktgerechten Preisen sicherstellte, über Bord geworfen. Man setzt für die Zukunft schwergewichtig auf Techniken, welche isoliert betrachtet keine Versorgungssicherheit gewährleisten können und wird auf ergänzende Systemkomponenten angewiesen sein, für welche es weder eine Planung gibt noch eine offizielle Abschätzung der Kostenfolgen.

Mehrfach bekamen meine Kollegen und ich zu hören, was wollt Ihr eigentlich, die Sache "Energiepolitik" ist entschieden. Um eine Erkenntnis aus unseren Studien vorwegzunehmen: Ist sie eben nicht, denn wie die Vorlage, welche vom BfE geplant, von der Politik entschieden und auch dem Stimmbürger vorgestellt wurde, lässt sich nicht wie vorgesehen umsetzen. Ob die Bevölkerung bewusst oder aus Unkenntnis irregeleitet wurde, sei dahingestellt. Beides ist zu verurteilen. Der Stimmbewölkerung wurde eine Mogelpackung unterbreitet.

So kommt es, wenn Ideologie und Ängste Vorrang vor sachlicher Abwägung aller zur Verfügung stehenden strategischen Optionen haben.

Auch hat man sich mit Technologieverböten und übertriebenen CO₂ Reduktionsversprechen den Weg zu Alternativszenarien verbaut. Die einzige - innerhalb des aktuellen Zeitrahmens - verbleibende Alternative ist Import. Eine Alternative, welche in sich mit hohen Risiken bezüglich Verfügbarkeit und auch Preis verbunden ist.

Das Bundesamt für Bevölkerungsschutz beurteilt in einer neueren Analyse das Ereignis eines Stromausfalls mit hoher Eintretens-Wahrscheinlichkeit und mit höchstem volkswirtschaftlichem Schadenspotential verbunden.

.

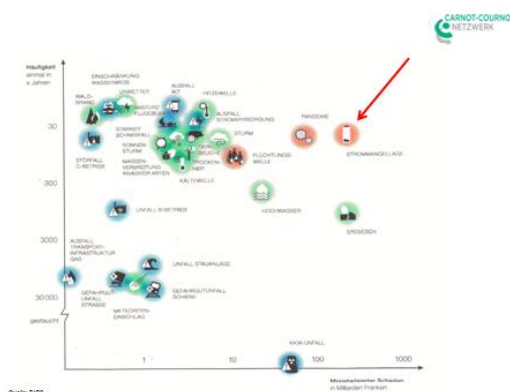


Abbildung 1: Risiko Eintretens-Wahrscheinlichkeit gegenüber erwarteter Kostenfolgen
(logarithmische Skala!)

Die vorgelegte "Strategie" ist zudem voller innerer Widersprüche. Ein solcher soll hier einleitend hervorgehoben werden: Das im Mai 2017 angenommene Energiegesetz gibt folgende Zielvorgaben bis 2050 für den Energieverbrauch pro Kopf: Bezogen auf das Referenzjahr 2000 insgesamt -43%, für Strom -13% womit eine Zielvorgabe für alle übrigen Energieträger ausser Strom von -49% resultiert!

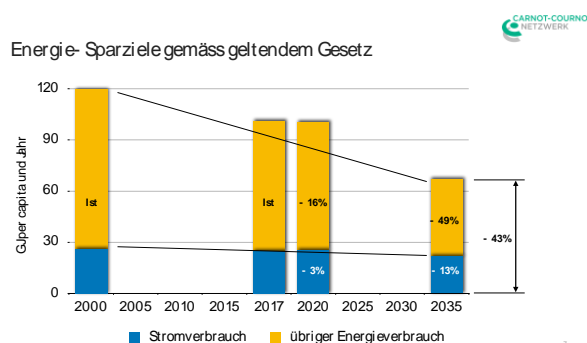


Abbildung 2 Energiesparziele gemäss geltendem Gesetz

Das Bundesamt für Statistik veröffentlichte im 2015 ein Bevölkerungs-Median-Szenario für die ständige Wohnbevölkerung im Jahr 2035 von 10 Millionen.

Nach den Vorstellungen der Energiestrategie soll die E-Mobilität gefördert werden, die Haushalte auf Wärmepumpen umgestellt und weitere Massnahmen ergriffen werden, welche alle in Richtung höherer Stromverbrauch per capita zielen. Zudem sind Technologien wie - z. B. weitere Industrie -Automation, Robotik Umstieg von Öl- / Gas auf Strom im Gebäudebereich, Block Chain und möglicherweise auch Elektromobilität usw. - im Kommen, alles zusätzliche bedeutende Stromverbraucher.

Wie ist solches mit den Sparzielvorgaben vereinbar? Irgendwie geht diese Rechnung nicht auf. Die Abbildung mag zur Interpretation verleiten, dass in der Periode 2000 bis 2017 die Sparvorgaben für 2020 bereits erreicht wurden, warum soll weiteres für die kommenden 17

Jahre nicht möglich sein? Es ist der irreversible Wegzug von energieintensiven Industrien wie Metallschmelzen, Papiermühlen, Zementindustrie, usw. welche primär die Verbrauchssenkung verursacht haben und nicht das verordnete Verbot von Glühlampen.

Was in den Diskussionen meistens übergangen wird, ist, dass die gewichtigsten Stromverbraucher die Industrie und das Gewerbe inkl. Dienstleistungsgewerbe sind: Im Jahre 2016 mit beinahe 60% Anteil.

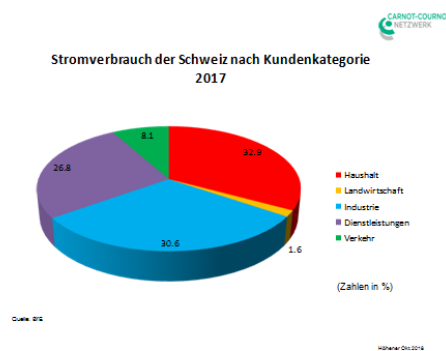


Abbildung 3 Stromverbrauch der Schweiz 2017 nach Kundenkategorie

Eine fehlgeleitete Energiestrategie - besonders bezüglich Elektrizität - bleibt nicht ohne gravierende Folgen für die Volkswirtschaft. Verordnete Energieeffizienz hat mit Staubsaugern reduzierter Leistung oder Eingriffen in die Steuerung von Waschmaschinen wenig zu tun, jedoch sehr viel mit Wasser, welches ungenutzt an den Kraftwerken vorbeifliesst, wenn der Markt mit nicht regelbarem Wind- oder Solarstrom überschwemmt wird.

Ein zentrales Element der laufenden Energiestrategie ist das Verbot weiterer neuer Kernkraftanlagen. Ersatz soll primär durch den forcierten Zubau von Anlagen, welche der Terminologie neu- erneuerbare Energie zuzurechnen sind, primär Photovoltaik-Anlagen (PV) und zu unter 20% Anteil Windkraft, geschaffen werden.

Die Kernkraft trug bisher rund 40% zur schweizerischen Stromproduktion bei, zur Grundlastversorgung, welche es zu ersetzen gilt, sogar 60%.

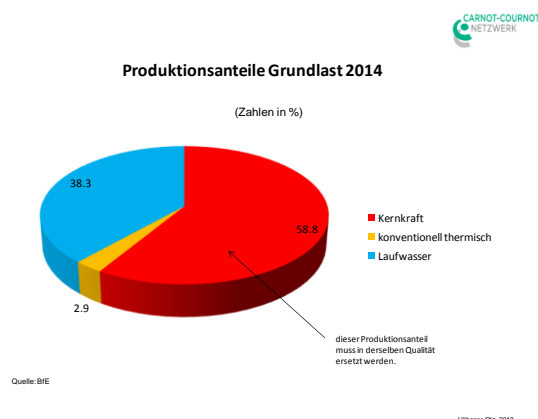


Abbildung 4 Produktions-Anteile Grundlast

Soll die Versorgungssicherheit in Zukunft in derselben Qualität gewährleistet sein - 365 /24, empfunden als "der Strom kommt so oder so aus der Steckdose" - so muss ein Ersatzsystem Strom mit derselben Qualität bereitstellen können.

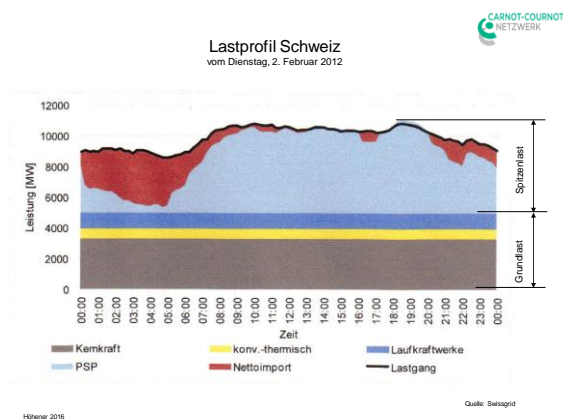


Abbildung 5 Typisches Lastprofil Schweiz

Ich möchte hier auf zwei der Elemente der genannten "Mogelpackung" näher eingehen. PV wie auch Windkraft produzieren stochastisch, es hat sich der Begriff "Flutterstrom" eingebürgert. Flutterstrom, von Wind, Wetter (Wind, Wolkendecke, Nebel), Saison, Tageszeit abhängig, ist nur beschränkt regelbar (man kann die Einspeisung unterbrechen) und beschränkt prognostizierbar. D. h. es braucht zusätzliche systemtechnische Massnahmen, um diese Flutterproduktion in der, für die Versorgungssicherheit erforderlichen Qualität, bereitzustellen.

Im folgenden Beispiel fokussiere ich mich auf Strom aus PV Anlagen. Offensichtlich ist, dass ab Einnachten bis zum Morgenrauen nichts läuft. Dazwischen, sofern das Sonnenlicht bis zur Anlage vordringt, ist eine Produktion möglich, welche einen sinusartigen Verlauf hat, mit einer Spitze um die Mittagszeit. Auch ist es so, dass saisonbedingt in der Schweiz etwas über 2/3 der PV Produktion im Sommerhalbjahr anfallen, der Verbrauch jedoch gegenläufig ist.

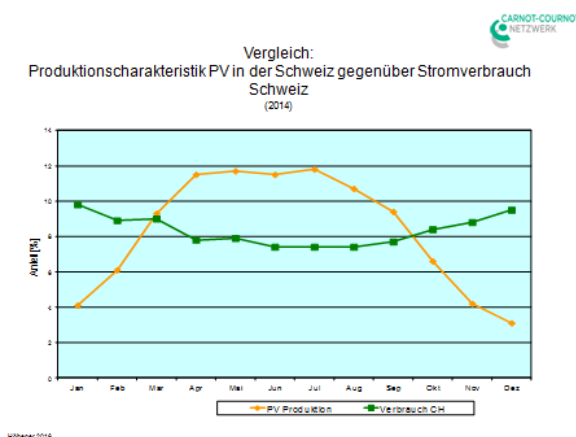


Abbildung 6 Jahresproduktions-Verlauf PV gegenüber Verbrauch

Folglich muss unterstützende Systemtechnik nicht nur den Tag / Nacht Ausgleich gewährleisten, sondern auch den saisonalen Ausgleich Sommer/Winter.



Gemäss geltender Energiestrategie sollen bis im Jahr 2035 netto rund 11 [TWh] pro Jahr aus PV Produktion stammen. Im nun folgenden Rechenbeispiel gehe ich von dieser Vorgabe aus. Diese 11 TWh könnten durch einen neuen Kraftwerkspark, bestehend aus vier thermischen Werken mit einer installierten Leistung von 1'400 [MW], produziert werden (Bild 8). Dabei ist auch eine realistische Verfügbarkeit von 90% für die thermische Anlage und ein Power Faktor von 10% für PV zugrunde gelegt.

Zu installierende PV Leistung zur Gewährleistung der Zielgrösse 11 [TWh] Jahresproduktion von gleicher Qualität wie ein thermischer Park von 1'400 [MW] Leistung:

| | | thermische Kraftwerke | Substitut: PV Anlagen |
|---|-------|-----------------------|-----------------------|
| Jahresproduktion Zielgrösse | [TWh] | 11.0 | 11.0 |
| netto Leistung zur Verfügung zu stellen | [MW] | 1'260.0 | 12'600.0 |
| Jahresproduktionszeit (bei Lastfaktor 0.1 für PV) | [h] | 8'760.0 | 876.0 |
| Leistungsmarge für Unterhalt resp. Wirkungsgradverlust | [MW] | 140.0 | 1'390.0 |
| Deckung der Speicherverluste (angenommen Hydrospeicher) | [MW] | | 2'500.0 |
| zu installierende Anlageleistung | [MW] | 1'400.0 | 16'490.0 |

Höhener Okt. 2018

Abbildung 7 Vergleich thermische Leistung zu äquivalenter PV Leistung

Folglich müsste ein PV-Produktionssystem netto dieselbe Jahresproduktion erzielen. Weil der power factor für PV Anlagen in unseren Breitengarden jedoch nur 10% beträgt, kann gewünschte Energie nur innerhalb von rund 900 Stunden (genau 876) generiert werden. Für die nutzergerechte Umwandlung der Energie braucht man Systemkomponenten wie Pumpspeicher, Batterien oder Gas, denn Strom kann nicht ohne Umwandlung gespeichert werden, und Umwandlungs-Prozesse führen immer zu Verlusten, deren Ausmass in den offiziellen Berichten / Anträgen bisher nie berücksichtigt wurden.

Da Pumpspeicher den besten Gesamtwirkungsgrad aufweisen und angesichts der zu realisierenden Grössenordnungen die beste technische Lösung darstellen, beschränke ich mich bis auf weiteres auf die Pumpspeicherung.

Aus der Tabelle geht hervor, in rund 16'490 [MW] PV Leistung muss investiert werden, wovon rund 2'500 [MW] zu Lasten der (Pump-)Speicherverluste fallen und knapp 1'400 [MW] zu Lasten der über die Lebenszeit der PV-Zellen zu erwartenden Wirkungsgradverluste. Das bedeutet, man muss um rund den **Faktor 12 in PV Mehrleistung** investieren, um dieselbe Netto-Jahres-Produktion wie die von vier thermischen Werken zu erzielen.

Um die Grössenordnung der zusätzlichen Pumpspeicherkapazität zu verstehen, ist es angebracht, diese mit dem existierenden Park konventioneller Anlagen zu vergleichen:

Vergleich der zu installierenden PV Leistung zur gegenwärtigen Leistung konventioneller Anlagen.

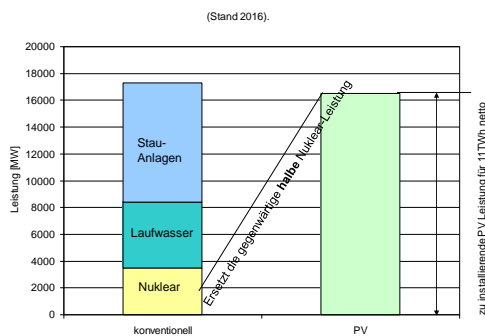


Abbildung 8 Vergleich der zu installierenden PV Leistung zur Leistung des bestehenden Kraftwerkparcs

Eine Abschätzung der Höhe der dafür notwendigen Investitionen ergibt folgendes Bild, wobei die Kosten des notwendigen PV Parks mit denjenigen für Kernkraftwerke neuester Generation IV verglichen werden. Für PV entspricht die Obergrenze den Kosten jener Anlagen, welcher im HEV-SH Magazin 3/18 unter dem Titel "Photovoltaik - ökonomisch und ökologisch" angepriesen wurde.

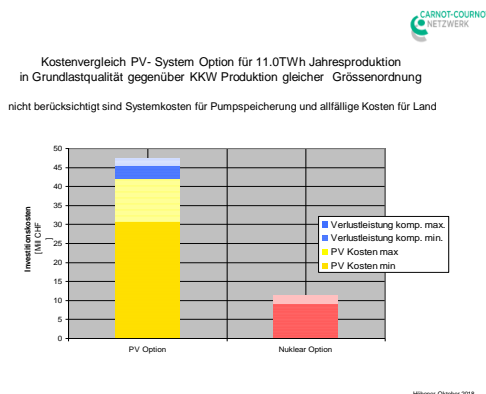


Abbildung 9 Investitionskosten: Vergleich des PV (ohne Systemkosten) zu KKW der Gen. IV

Wie sie bereits aus Abbildung 9 entnehmen können, lohnt sich bereits die Investition in nackte PV Anlagen im Quervergleich nicht, rund das 4-fache muss in den PV Park investiert werden. Selbst die aus Projekt-Management Sicht entgleitete britische KKW Baustelle "Hinkley Point" auf welche sich BR Leuthard in ihrer Argumentation gegen Nuklearwerke wiederholt bezieht, kommt in diesem Vergleich mit PV immer noch sehr gut weg!

Wenn noch die Investitionen in die den Flatterstrom unterstützenden Systeme und auch anfallende Kosten für Landverschleiss zugerechnet werden, erst recht nicht. Letztere fallen gerade in der dicht bebauten Schweiz für Windturbinen besonders ins Gewicht, eine Windturbine von 4 MW Leistung beansprucht eine Fläche von rund 370'000 m².

Der geschätzte Kostenrahmen für die Investitionen in die im obigen Beispiel notwendigen Pumpspeicher ergibt folgendes:

Es sind mit weiteren Kosten im Bereich von rund MillCHF 20 zu rechnen, womit der Kostenunterschied bereits im Bereich des 5.6- Fachen liegt! Die notwendigen Gesamt-C-C-N

Systemkosten für die gemäss Energiegesetz anvisierte PV Lösung liegt somit bei rund MillCHF 70. Dabei ist anzumerken, dass diese Vorgabe - 11 [TWh] - knapp die Hälfte der zu eliminierenden Produktion aus den bestehenden Kernkraftwerken ist. Kommen noch die Anlage- und Systemkosten für die Zielgrösse - rund 4 [TWh] - der Windkraft hinzu, so wird der Gesamtaufwand deutlich über MillCHF 100 betragen, eine Einschätzung, welche CCN bereits 2014 in einem Bericht veröffentlicht hat.

Auch wenn sich die Kosten für Solarzellen wie von den PV-Anhängern erwartet halbieren sollten, würde dies auf die Gesamtkosten der PV- Anlagen nur mit knapp 10% durchschlagen. Marktfähig wird das nie, ohne Subventionen und Einspeise- Bevorzugung ginge gar nichts! Das haben kürzlich Bernd Schips und Silvio Borner in der NZZ mit einem ökonomischen Ansatz ebenfalls begründet. Mit steigendem Anteil von PV-Strom steigen die Kosten auf der Verbraucherseite dramatisch (Bild 9). Deutschland macht es vor.

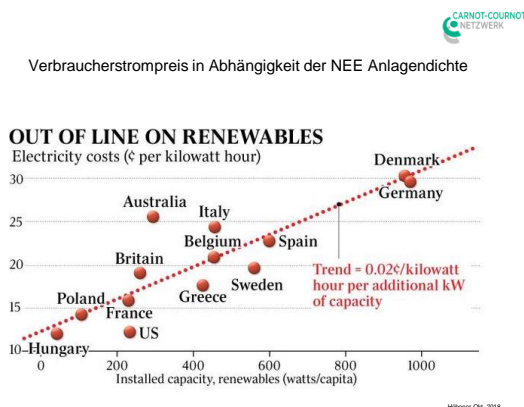


Abbildung 9

Immer wieder wird von den Wende Enthusiasten die Variante "Power to Gas to Power" als ideale Lösung zur Zwischenspeicherung von "momentan überschüssigem" Strom angepriesen, so erst kürzlich in der NZZ (Ausgabe vom 10. Okt. 2018) durch einen Berner NR.

Zu installierende PV Leistung zur Gewährleistung der Zielgrösse 11 [TWh] Jahresproduktion in Abhängigkeit der Speichermethode

| | | PV Anlagen mit Pumpspeicherung | PV Anlagen mit P to G to P |
|---|-------|--------------------------------|----------------------------|
| Jahresproduktion Zielgrösse | [TWh] | 11.0 | 11.0 |
| netto Leistung zur Verfügung zu stellen | [MW] | 12'600.0 | 12'600.0 |
| Leistungsmarge für Unterhalt resp. Wirkungsgradverlust | [MW] | 1'390.0 | 1'390.0 |
| Deckung der Speicherverluste (angenommen Hydrospeicher) | [MW] | 2'500.0 | 8'500.0 |
| zu installierende Anlageleistung | [MW] | 16'490.0 | 22'490.0 |

Höfener, Okt. 2018

Abbildung 10 Vergleich Kompensation von Speicherverlusten

Machbar ist so was, sinnvoll kann man einen solchen Ansatz niemals bezeichnen, denn anstelle von 2'500 [MW] zur Kompensation der Pumpspeicherverluste, müssten zusätzliche C-C-N

rund 8'500 [MW] zur Kompensation der Verluste im P to G to P Prozess in den PV Park investiert werden!

Ich möchte mich über weitere Konsequenzen welche eine P to G to P Lösung hätte hier nicht weiter äussern, jedoch daran erinnern, dass die AXPO, welche vor vielleicht 3 Jahren einen derartigen Feldversuch angekündigt hat, diesen sang und klanglos versenkt hat.

Ein weiterer und wichtiger Punkt zur Pumpspeicherung für die Glättung des Flutterstroms muss jedoch beleuchtet werden.

Aus Abbildung 11 geht hervor, dass ein derartiges Speichersystem so konzipiert sein müsste, dass nur während 900 [h] gepumpt (speichern) werden kann, jedoch für das Turbinieren während 7'860 h ausgelegt werden muss.



Vergleich bestehende Pumpspeicher-Leistungen zu Pumpspeicher-Systemleistung für PV

| | Pumpspeicher Bestand (2016) | | Pumpspeicher für Systemleistungen PV | |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------|---|--------------------------|
| | Pumpleistung [MW] | Turbinenleistung [MW] | Pumpleistung [MW] | Turbinenleistung [MW] |
| Shuttle | 537 | 533 | 11'340 | 1'260 |
| Umwälz-Anlagen | 2'562 | 3'150 | | |

Höhener Okt 2018

Abbildung 11 Vergleich Leistung der bestehenden Pumpspeichieranlagen mit Neubedarf

In unserem Beispiel braucht man eine Pumpleistung von 11'340 [MW] während [1'260 MW] Turbinenleistung genügen. Solche asymmetrisch ausgelegte Anlagen gibt es in der Schweiz nicht. Zum Ersatz der heutigen CH Nuklearkapazität müssen folglich neue Pumpspeicher vom "Shuttle" Typ gebaut werden um den PV Ausbauzielen zu genügen und die Versorgungssicherheit zu garantieren. Das Speichervolumen der Neuanlagen müsste zudem etwa viermal grösser sein als das der bestehenden 22 Anlagen.

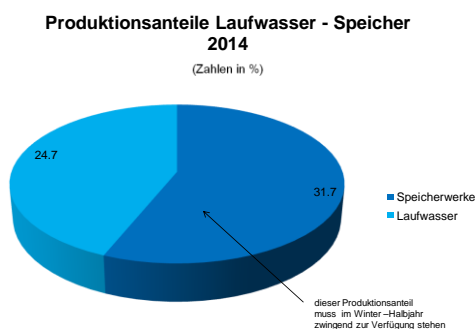
Davon sind aber nur deren drei reine "Shuttle" Anlagen mit relativ geringer Leistung (eine davon der "Engeweiher" in SH). Alle übrigen Anlagen sind eingebunden in ein Speicherkraftwerkssystem, wodurch die frei verfügbare Pumpfunktion wesentlich eingeschränkt wird. Dies soll anhand der Auslegung der Anlage "Mattmark" erklärt werden.



Abbildung 12 Topographie der Kraftwerke Mattmark AG

Die Stauhöhe im Stausee Mattmark liegt bei 2'197 [müM], diejenige des Speicherbeckens Zermeiggern bei 1'738 [müM] und der Turbinen-Eintritt in der Zentrale Stalden bei 709 [müM]. Die Stufe Mattmarksee - Zermeiggern ist als Tageskapazität Pumpspeicheranlage konzipiert. Jeder m³ Wasser, welcher durch das System fließt, leistet in Zermeiggern knapp 1/3 der Anlageleistung, während in der Zentrale Stalden über 2/3 anfallen.

Die Bilanz der Energiestrategie rechnet nun - richtigerweise - mit der vollen Kapazität der installierten Hydroleistung, was besonders für die Befriedigung der Verbrauchsnachfrage im Winterhalbjahr wesentlich ist.



Höhener Okt. 2018

Abbildung 13 Hydro-Produktion Schweiz, wesentliches Element auch der neuen Energiestrategie

Dazu muss die volle Kapazität der in der Wintersaison verfügbaren Stauwerke eingesetzt werden. Es leuchtet am Beispiel Mattmark ein, dass dies nicht geht, wenn in der oberen Stufe gepumpt wird und unten voll produziert werden soll. Die Bestehenden 19 "Umwälzpump-Speicheranlagen" sind deshalb völlig ungeeignet, für den dringend notwendigen saisonalen Ausgleich der PV Leistung. Auch ist anzumerken, dass das Speichervolumen der bestehenden Pumpspeicher-Anlagen bestenfalls für rund 35 [h] turbinieren ausreicht. Dazu ist anzumerken, dass alle mir bekannten Studien - auch die "Kraftwerk Schweiz" - genau hier von völlig falschen, unbrauchbaren Annahmen ausgehen.

Die existierenden Pumpspeicher der Schweiz wurden gebaut, um den Betrieb des Kraftwerkparks kommerziell zu optimieren und waren sehr rentabel einzusetzen: "buy low, sell high". Dieses Geschäftsmodell war jedoch technisch nicht zwingend notwendig. Für die PV (oder auch Wind-) Systemtechnik sind solche Anlagen wie erläutert technisch zwingend notwendig, können jedoch solange nicht rentabel betrieben werden, als die Produzenten von Flatterstrom nicht für die verursachten Systemkosten aufkommen müssen, dem Verursacherprinzip folgend.

Da stellt sich zusätzlich die Frage, sind wir Schweizer Vorbild für das, was wir uns energiepolitisch vorgenommen haben: Sind wir nicht!



Abbildung 14 Asien ist die Herausforderung (Quelle: brilliantmaps.com/population-circle)

Der Anteil der Schweiz am globalen Energiehaushalt ist im unteren einstelligen Promillebereich, Tendenz abnehmend. Denkt man sich einen Kreis um Südostasien, so deckt dieser etwa 22% der globalen Landfläche und es leben darin mehr Menschen als ausserhalb. Deren Entwicklung, deren Bedürfnisse, das ist ein entscheidender Faktor für den globalen Energiehaushalt.

Da stehen Bedürfnisse an wie, raus aus Armut, raus aus Hunger, rein in soziale Sicherheit, usw. Konsequenterweise, von unter 2'000 Watt Gesellschaften zu 6'000 Watt Gesellschaften als Traumvorstellung. Was wir tun, ist aus Sicht dieser Nationen etwas, was sich „Satte“ und „Reiche“ eben leisten können, sie wollen auch satt und reich werden und haben notabene auch ein Recht dazu.

Schrittmacher in der Entwicklung in dieser Weltgegend ist China. Uns wird immer wieder über die gewaltigen Fortschritte, welche China bezüglich des Ausbaus der NEE Anlagen berichtet. Ja, es ist richtig, China betreibt die grössten Windparks, nur, was hierzulande nie gesagt wird, ist, dass deren Produktionsanteil im Bereich von 1% liegt und dort auch stehen bleiben wird. Worauf China momentan setzt, ist ein gewaltiger Aufbau von Nuklearwerken und der Wasserkraft. 12 bis 16 neue Kernkraftwerke werden jährlich neu in Betrieb genommen. Wer Nuklear- Forschungsinstitutionen wie SINAP (Shanghai Institute of Applied Physics) oder besonders INET (Institute of Nuclear and New Energy Technology) mit ihren hunderten von Wissenschaftlern näher kennen lernen konnte, weiss wo die dominanten



Entwicklungsschwerpunkte liegen. Wer sich solchen Entwicklungen mittels Technologieverböten entzieht, macht einen Riesenfehler. Kann sich solches eine Wissensnation wie die Schweiz leisten? Mehr über solche Zusammenhänge erfahren sie bei der Konsultation der Homepage von C-C-Netzwerk.

Technische Revolutionen sind weder voraussehbar noch planbar und folglich auch nicht diktierbar. Mit Sicherheit resultieren solche Fortschritte beim Strom nicht aus zivilisatorischen Rückschritten bezüglich Energiedichte und damit einem grenzwertigen ERoEI Wert, wie dies bei Wind, Solar besonders in Kombination mit der Speicherthematik der Fall ist. Solche Systeme sind Energiesenken und keine Nutzenergie Erzeugungsanlagen! Somit auch alles andere als ökologisch.

Jeder weitere Ausbau von Flatterstromproduktion erhöht die Produktionsamplituden und verschärft damit die Speicherproblematik, denn die Produktionslücken bleiben konstant. Deutschland macht uns diesen Sachverhalt perfekt vor.

Der eingeschlagene Weg der Energiestrategie führt bezüglich Stromversorgung in eine gewaltige Importabhängigkeit - eine gemäss Umfragen sehr unpopuläre Massnahme - mit allen damit verbundenen Risiken. Alle umliegenden Länder entwickeln sich bezüglich Strom Verfügbarkeit in Richtung "short". Besonders kritisch wird es dann, wenn Deutschland ab 2022 alle KKW's stillgelegt hat und auch mit dem Abbau von Kohlekapazitäten beginnt. Zudem drängen sich auch Fragen auf bezüglich verfügbaren Leitungskapazitäten auf, sowie auch Europäische Vertragswerke (z. B. stellt Markt-Bedingung des Zugangs "letzte Meile"), welche den Zugang zu Leitungskapazitäten regeln. Alles, ungelöste Probleme.

Einen Vorgeschmack hatten wir bereits im Dezember 2017, wo zeitweise bis 41% des Stroms aus Deutschland importiert werden musste. Wir erinnern uns nur zu gut an den Slogan der Befürworter der Energiestrategie im Vorfeld der Volksabstimmung "Das Geld bleibt hier! Auch werden weltweit rund 90% der Wafers für PV Anlagen in China hergestellt. Für viele der im Inland applizierbaren Lösungen ist auch der Zug bereits abgefahren, das Zeitfenster bis 2035 ist für derart drastische Massnahmen zu kurz. Mittelfristig wäre der Aufbau eines Gaskraftwerksparks möglich, ist jedoch eine Verlagerung von Stromimport auf Gasimport und zudem müssten in der Schweiz saisonale Gaslager erstellt werden. Mit den CO₂ Zielen hat man sich diese Option jedoch auch verbaut. Eine wissenschaftlich sauber durchgeführte Auslegeordnung aller zukünftig verfügbaren Stromproduktionstechniken, alle deren Vorteile und Nachteile sorgfältig ausgebreitet, würde zur Erkenntnis führen, dass sich die Schweiz die Nuklear- Option offenhalten muss. Unser Buch gibt dazu weitergehende Analysen und solche finden sich auch auf der Homepage des C-C-Netzwerkes.

Es bestand unseres Erachtens keinerlei Veranlassung, ab Frühjahr 2011 das «winning horse», welches in internationalen Benchmarks rollend Bestnoten erhielt, zur Schlachtbank zu führen und als einzige Alternative ein "losing horse" zu präsentieren. Richtig gewesen wäre, auf der bisher verfolgten, bewährten Strategie weiter aufzubauen.

