# Nicht Gaskraftwerke, sondern mehr Photovoltaik für das Winterhalbjahr

Replik auf den Artikel von Urs Meister (BKW) <a href="https://blog.bkw.ch/wie-erneuerbare-energien-marktnahe-gefoerdert-werden/">https://blog.bkw.ch/wie-erneuerbare-energien-marktnahe-gefoerdert-werden/</a>

(Redigierte und leicht ergänzte Fassung vom 20.07.2020)

Seit Monaten führen die PR- Beauftragten der BKW in den sozialen Medien eine Kampagne gegen die Einführung von wettbewerblichen Ausschreibungen von Stromlieferverträgen. Laut Urs Meister sollen simple Bausubventionen («Investitionsbeiträge») ausreichen, um die Versorgungssicherheit im Inland sicherzustellen, es brauche dazu aber noch «Kapazitätsmechanismen», also Zuschüsse für Kraftwerke, die bei Knappheitssituationen in Betrieb gehen und zu diesem Zweck müsse man auch «fossil-thermische Kraftwerke fördern», heisst im Klartext: klimaschädliche Gaskraftwerke subventionieren.

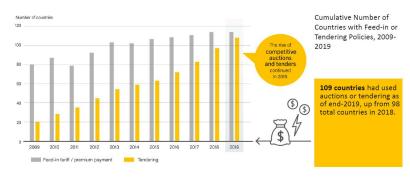
Die BKW-Positionierung ist, angesichts der nicht zu bestreitenden Fachkenntnis des Autors, mehr als verblüffend. Noch im Jahre 2018 plädierte Urs Meister dafür, auf den Bau individueller Reservekapazitäten zu verzichten [1]. Und im neusten Blogbeitrag beweist Urs Meister, dass er genau weiss, wie es richtig ginge:

«In einer «optimalen Welt» zahlt ein Fördermodell den Investoren genau jenen Betrag, der für die Erstellung und den Betrieb einer Produktionsanlage nötig ist, aber nicht durch Markterträge erwirtschaftet werden kann.»

Stimmt. Genau so funktionieren Ausschreibungen für Lieferverträge mit gleitender Marktprämie. Weshalb dann das BKW-Veto gegen dieses System, das in 109 Ländern erfolgreich praktiziert wird?



#### THE RISE OF RENEWABLE POWER AUCTIONS CONTINUED

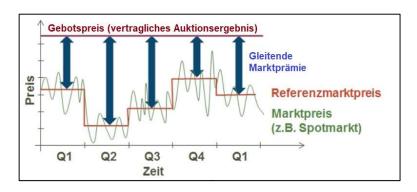


109 Länder beschaffen neuen Strom mittels Auktion von Lieferverträgen mit gleitender Marktprämie [2]

#### Strombörsen mit Preisen auf Grenzkosten-Niveau

Niemand kennt die zukünftigen Strompreise. Die Notierungen an den Strombörsen sind zum Spielball der Klimapolitik geworden, abhängig von den CO<sub>2</sub>-Preisen im Emissionshandel. Der Zubau von erneuerbaren Energien im Ausland, das (via Emissionshandel erzwungene) Abwracktempo für Atom- und Kohlekraftwerke und die Witterung bestimmen den Strompreis europaweit, mit nur kleinen Unterschieden von Land zu Land. Kraftwerke gehen in Betrieb, sobald die Grenzkosten gedeckt sind, also ab ca. 1 Rp/kWh. In kaum einem Land mit wettbewerblichem Markt können die Vollkosten für neue Kraftwerke allein aus Einnahmen von der Strombörse gedeckt werden.

Zudem: Investoren neigen zu Pessimismus. Dazu sind sie verpflichtet, um ihre Kapitalanlagen vor Verlust zu schützen. Bei Baubeiträgen wie der Bundesrat sie anstrebt, ist die Wahrscheinlichkeit gross, dass mehr Geld fliesst als auf Basis der realen Preise an der Strombörse eigentlich nötig ist. In Deutschland und Frankreich geht der Strom aus neuen Kraftwerken, dessen Preis an öffentlichen Auktionen fixiert wird, für 4 bis 6 €C./kWh ins Netz [3]. Diese tiefen Preise sind möglich, weil die Investitionen vor dem Marktpreisrisiko geschützt sind.



Die gleitende Marktprämie ergänzt den Börsenstrompreis bis zum Gebotspreis

Die gleitende Marktprämie garantiert in beiden Ländern während 15 bis 20 Jahren den vertraglichen Lieferpreis. Den Zuschlag erhält jeweils, wer am kostengünstigsten liefert und die Bedingungen der Ausschreibung erfüllt. Liegen die Preise an der Strombörse unter dem vertraglichen Gebotspreis, werden sie aus dem Netzzuschlag bezuschusst. Liegen sie über dem vertraglichen Gebotspreis, gibt es keine Zuschüsse.

Sind die Kraftwerke nach dem zwanzigsten Betriebsjahr amortisiert, wird der Betrieb ohne Zuschüsse fortgesetzt. Betriebs- und Unterhaltskosten lassen sich dann in der Regel auf Basis der Erlöse decken, die die Strombörsen hergeben.

Viele Branchenverbände und politische Parteien, aber auch Stromkonzerne wie Axpo und Alpiq sprechen sich aus diesem Grund für die gleitende Marktprämie aus. Sie haben erkannt, dass die Inlandproduktion nur überlebt, wenn gleichwertige Rahmenbedingungen wie im Ausland gelten. Und diese Form der Bezuschussung ist kostenminimal. Geld fliesst nur, soweit vertraglich vereinbart; die Preise an den Strombörse gelten als Referenz. Bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen können neue Kraftwerke die nötigen Einnahmen ganz aus dem Markterlös decken.

#### Auch die BKW will Zuschüsse

In der Schweiz wurde in den letzten zehn Jahren sozusagen nichts mehr in neue Grossanlagen investiert. Die BKW-Chefin, Frau Suzanne Thoma, findet das geplante Kraftwerk Trift zwar «ein tolles Projekt», ruft aber ebenfalls nach besserer Abgeltung als das, was an den Strombörsen noch gelöst werden kann [4].

Seit 2010 wurde in der Schweiz in eine Neuproduktion von gerade mal 3,4 TWh/Jahr investiert – entsprechend 6 Prozent des aktuellen Endverbrauchs (2019). Gebaut wurden überwiegend kleine und mittlere Anlagen mit Einspeisevergütungen oder Solardächer mit Einmalvergütung und Eigenverbrauch.

Im Ausland baute die Schweizer Elektrizitätswirtschaft im selben Zeitraum ein zusätzliches Portfolio mit 11,4 TWh Jahresproduktion auf [5]. Die BKW selber gehört dort zu den grössten Investoren, aber eben nicht in der Schweiz.

Will die Schweiz die Versorgungssicherheit aus eigener Kraft gewährleisten, muss man den Schweizer Ausbaupfad verbindlicher gestalten und die Rahmenbedingungen auf ein Niveau bringen, das mit den Standorten im Ausland wettbewerbsfähig ist. Grosse PV-Anlagen mit mehr als 1 MW Leistung wurden im 2019 gerade einmal 12 Stück gebaut [6]. Dabei weiss man, dass Grossanlagen etwa dreimal billiger sind als Kleinanlagen, aber ohne Eigenverbrauch und abgeschreckt von der Ankündigung des BFE, man müsse sechs Jahre fehlte eben die Rechtsgrundlage für einen wirtschaftlichen Betrieb

Kritisch ist die Lage nicht nur für neue Grossanlagen, sondern auch für die dezentralen, kleinen PV-Anlagen. Von den jüngst gebauten Anlagen bis 30 kW arbeitet die Hälfte nicht kostendeckend: «Insgesamt können [nur] 50% dieser Anlagen in weniger als 35 Jahren amortisiert werden» – so legt eine neue, unabhängige Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) die Verhältnisse offen [7].

Schuld daran sind die fehlende Rechtssicherheit und die miserablen Rückliefertarife für Solarstrom. Ein ökologischer Umbau auf Basis von Almosen funktioniert eben nicht.

Die Netzbetreiber in der Schweiz vergüten nur den Strom, den sie in ihren eigenen Anlagen produzieren, kostendeckend. Sie dürfen zu diesem Zweck ihre gebundenen Kundinnen und Kunden melken, die den Lieferanten nicht wechseln dürfen. Dazu kommen Quersubventionen aus Gewinnen im Netzgeschäft, wo weiterhin Monopole bestehen. Gerade die BKW hat mit die höchsten

Netzgebühren der Schweiz und ist deshalb in der Lage, die teuren Stromkosten aus Eigenproduktion zu decken, inklusive die ungedeckten Rückbaukosten des still gelegten Atomkraftwerks Mühleberg.

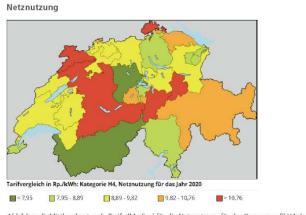


Abbildung 5: Mittlere kantonale Tarife (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 des Jahres 2020

# Höhe der Netzgebühren (Haushalte H4), Quelle: ElCom Tätigkeitbericht 2019 [8]

Während es den Netzbetreibern somit ganz legal erlaubt wird, den eigenen Kraftwerken kostendeckende Tarife zu verrechnen, speisen sie den Strom von Dritten im eigenen Versorgungsgebiet oft absolut schäbig ab. Den Minusrekord hält aktuell die Luzerner CKW, die gerade noch 1,7 Rp/kWh für Solarstrom von Privaten bezahlt [9].

Drei Jahre nach der klaren Volksabstimmung (58% Ja) haben PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch keinerlei wirtschaftliche Basis, und auch Anlagen mit Eigenverbrauch rentieren in weniger als der Hälfte aller Fälle. Verantwortlich dafür ist der dominierende Einfluss der grossen Stromkonzerne auf die Bundesverwaltung und auf das Parlament.

Obschon die dezentralen PV-Anlagen auf Dächern und Fassaden im Netzzuschlagsfonds die geringsten Belastungen pro verursachen, werden diese Anlagen mit miserablen Abgeltungen, fehlender Rechtssicherheit, rückwirkenden Kürzungen der Einspeisevergütungen für bereits gebaute Anlagen, bürokratischen Bewilligungshürden und raumplanerischen Auflagen diskriminiert, die einen vernünftigen Ausbau im Ergebnis verunmöglichen.

Auch Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen können meist nicht errichtet werden, weil die Eigentumsrechte nicht geklärt sind und weil trotz Gestehungskosten weit unter 10 Rp/kWh ein rechtlich geschütztes Geschäftsmodell fehlt.

Geht es nach dem Bundesrat, dann soll es im neuen Stromversorgungsgesetz noch schlimmer kommen. Die Heraufsetzung der Grundpreise anstelle von variablen Tarifen auf Druck einiger Netzbetreiber wird die Rentabilität aller Solarstromanlagen mit Eigenverbrauch ein weiteres Mal verschlechtern. Mit dem falschen Etikett "Verursacherprinzip" sollen die variablen Netzgebühren zu einer fixen Stromsteuer umfunktioniert werden, ganz egal wie viel und zu welchem Zeitpunkt Elektrizität tatsächlich bezogen wird. Das ist das genaue Gegenteil von Verursacherprinzip. Nebenbei werden sparsame Kleinbezüger besonders hart bestraft, was den zentralen Zielsetzungen des Energieartikels in der Bundesverfassung und des Stromversorgungsgesetzes diametral widerspricht [10].

#### **Holzweg fossile Gaskraftwerke**

Es sind diese vielen, für Laien unfassbaren Markthürden, die dazu führen, dass der Ausbau der Photovoltaik niemals die nötigen Dimensionen erreicht hat und Stromkonzerne wie die BKW am Ende dazu verführt, Subventionen für fossile Gaskraftwerke zu verlangen, selbst wenn sie bei genauem Hinsehen teurer sind als einheimische Winter-Photovoltaik.

Fossile Gaskraftwerke stellen die Klima- und Energiestrategie des Bundes grundlegend in Frage. Sie gefährden das Geschäftsmodell der Speicher- und Pumpspeicherwerke. Und weil Erdgas importiert werden muss, ist die Verfügbarkeit in Krisenzeiten fraglich.

Wenn man einen chemischen Speicher für Notzeiten propagiert, dann müsste idealerweise Biomethan oder grüner Wasserstoff aus einheimischer Produktion mit einheimischen Gaslagerstätte zum Dispositiv gehören. Solche «erneuerbaren» Gaskraftwerke sollten nicht am Strommarkt teilnehmen, sondern sie sollten nur auf Veranlassung der ElCom als «strategische Reserve» nur dann in Betrieb genommen werden dürfen, wenn die Preise sehr hoch sind und es technisch nicht anders geht.

## Versorgungssicherheit nicht von der Stromproduktion trennen

Intelligenter als Gaskraftwerke wäre der beschleunigte Ausbau der einheimischen Produktion. Inländische Winter-Produktion lässt sich am einfachsten und am billigsten mit alpiner Photovoltaik beibringen. Auch Strom aus Biomasse oder aus gespeicherter Wasserkraft lässt sich noch aufstocken, ist aber wesentlich teurer.

In den Alpen liegen die kostengünstigen Lösungen verborgen: nahezu vertikal gestellte, bi-faciale Solarstromanlagen. Sie liefern im Winterhalbjahr (Februar bis April) und im Herbst (September/Oktober) ihr Produktionsmaximum [11], was der Berner Solarpionier und Professor Heinrich Häberlin schon vor Jahren nachwies [12].

PV-Anlagen sind schon ab ca. 800 m über Meer im Winterhalbjahr viel produktiver als im Unterland. Entlang von Bergstrassen, Staumauern, auf alpinen Stauseen oder Lawinenverbauungen könnten sie mehrere Atomreaktoren spielend ersetzen, wenn man sie denn bauen wollte. Und die Gebirgskantone könnten sich ein Zubrot verdienen, wenn wie beim Wasserzins neue Anreize gesetzt würden. Dies alles wäre etwa halb so teuer wie neue Saisonspeicher mit neuen Speicherseen oder Wasserstoff und würde dem gleichen Zweck dienen – der Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr.

Scheint im Winter die Sonne, werden die Speicher der Stauseen dank Photovoltaik geschont. Es erübrigen sich dann die postulierten «Kapazitätsmechanismen» auf fossiler Basis. Auktionen werden zeigen, dass Winterstrom aus Photovoltaik zu 5 Rp/kWh kein Traum sein muss. Denn an alpinen Lagen ist die Sonneneinstrahlung in der Schweiz etwa gleich gross wie in Spanien, wo die Schweizer Stromriesen bisher bevorzugt investiert haben.

Nötig wäre, dass sich das Parlament mit diesen Optionen beschäftigt und die Hindernisse endlich aus dem Weg räumt. Bereits bestehende öffentliche Infrastrukturen sollten als multifunktionale Standorte für Photovoltaik von möglichst allen Bewilligungspflichten entlastet werden. Denn wen interessiert eigentlich, ob eine gemauerte Strassenböschung grau aus Stein oder schwarz aus Solarmodulen daherkommt?

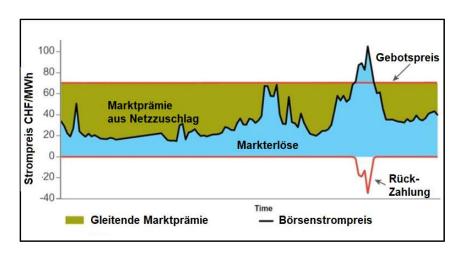
Im Rahmen von angemessenen Gestaltungsregeln sollte alles erlaubt sein, was bei Dritten nicht zu Schaden führt, so wie es bei den bewilligungsbefreiten Solardächern längst funktioniert und sofort zu einem Boom führte, den das BFE dann allerdings mittels seiner Wartelistenpolitik frühzeitig wieder stoppte.

# Massgeschneidert für die Schweiz

Urs Meister kritisiert die europäischen Spielregeln für sauberen Strom: «Sinkt der Marktpreis, muss die Subvention aufgestockt werden. Aktuelles Beispiel dafür ist Deutschland, wo nach dem Preiseinbruch während der Corona-Krise ein Anstieg der EEG-Abgabe droht. Ironischerweise steigen nun die Stromkosten für die Verbraucher, obschon die Preise am Markt sinken.»

Das stimmt so nicht. Die «Stromkosten» für die Konsumentinnen und Konsumenten sind bei festen Lieferverträgen immer dieselben. Was aber fehlt, ist Wettbewerb, der die Netzbetreiber zwingen würde, die Kostenvorteiler an die Endkunden weiterzugeben; ebenso fehlt in Deutschland eine faire Kostenverteilung. Die Grossindustrie profitiert vom direkten Marktzugang mit tiefen Notierungen, während die Kleinbezüger die Umlagen allein bezahlen.

Inzwischen gewinnen in vielen Ländern die sogenannten «contracts for difference» an Bedeutung. Steigen die Strompreise, fliesst der Mehrerlös aus dem Stromgeschäft in den Netzzuschlagsfonds zurück und die Konsumentinnen und Konsumenten sind vor Übergewinnen geschützt.



Contracts for difference: Bei hohen Preisen an der Strombörse fliessen die Einnahmen oberhalb des Gebotspreises an den Netzzuschlagsfonds zurück.

Zudem gilt es zu beachten, auf welch tiefem Niveau sich die EU-Strompreise an der Strombörse inzwischen bewegen: im Durchschnitt 6,0 Rp/kWh (2018), 4,5 Rp/kWh (2019) und – wegen Corona – 3,6 Rp/kWh im 1. Quartal 2020 (mittlere Energiepreise laut BFE [13]).

Es ist noch kein Jahrzehnt her, da wollte die BKW neue Kernkraftwerke bauen, für «15 bis 18 Rappen pro Kilowattstunde» (Originalton Suzanne Thoma [14]).

Solarstrom ist heute weniger als halb so teuer. Aber das tiefe Preisniveau stellt sich nur ein, wenn die Rahmenbedingungen stimmen und die bürokratischen Hürdenläufe für neue Anlagen beseitigt werden.

Auktionen für Lieferverträge mit gleitender Marktprämie verteilen nur gerade so viel Geld wie nötig ist, um die effizientesten Anlagen zu finanzieren. Alle haben dabei die gleichen Chancen. Auch die Fokussierung auf Winterstrom lässt sich transparent honorieren, und bezahlt wird nur im Umfang der tatsächlichen Lieferung. Es gilt Wettbewerb und niemand kauft die Katze im Sack, wie bei Baubeiträgen.

## Wettbewerb statt Giesskanne

Ein «marktnahes» Finanzierungsmodell verlangt auch Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes. Der Gesetzgeber soll die Einspeisevergütungen durch ein besseres System ablösen, heisst es dort.

Mit dem internationalen Strommarkt scheint man sich im BFE nicht so gerne zu beschäftigen, sonst wäre man nicht auf die Idee gekommen, zur Giesskanne mit 60% (!) Investitionsbeiträgen zu greifen, und dies in einem angeblich «schlanken Verfahren», bei dem die wirtschaftliche Notwendigkeit gar nicht näher geprüft werden soll. «Neu sollen die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht mehr berechnet werden müssen», schreibt der Bundesrat in der Vernehmlassungsvorlage [15].

Was ist marktnah an einem solchen System, in dem neue Wasserkraftwerken pauschal 60% der Baukosten geschenkt erhalten, bestehende Grosskraftwerke, die renoviert werden müssen, aber leer ausgehen?

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien war bisher immer dann erfolgreich, wenn sie performance-basiert finanziert wurde. Nicht wer baut, sondern wer Strom, Wärme oder Biogas liefert, soll Geld erhalten. Massgeblich war immer die effektive Produktion. Wer weisse Elefanten hinstellt, ging leer aus.

Dass dieses Erfolgsmodell nun aufgegeben werden soll,ist fragwürdig. Was genau führt das BFE eigentlich im Schilde?

Jahrelang wurde das Gesetz zuerst so interpretiert, dass Zehntausende Solarprojekte ohne Finanzierungszusage auf der Wartelisten hängen blieben. Dann, von der Öffentlichkeit kaum beachtet, hat das BFE am 22. Oktober 2019 alle Einspeisevergütungen vorzeitig gestoppt, ohne Nachfolgeregelung und obschon neue PV-Grossanlagen nur noch 9 Rp/kWh erhalten hätten. Das Volks-Ja zum revidierten Energiegesetz, das bedeutend höhere Einnahmen brachte, wurde zu einem Totalstopp für feste Vergütungen umfunktioniert, und dies obschon im Netzzuschlagsfonds nicht weniger als 1 Milliarde Franken Reserve ruhte. Manche Investoren, die ihre Anlage schon vor Jahren in der Hofnung auf einen Finanzierungsbescheid gebaut hatten, verloren damit ihren gesetzlichen Rechtsanspruch.

Umgekehrt zeigt sich das BFE auch als sehr grosszügig erweisen. Vor kurzem wurden die Mittel für das letzte grosse Geothermie-Projekt auf 90 Mio. CHF ausgestockt, ohne dass sichergestellt ist, dass eine einzige Kilowattstunde Strom fliessen wird. Wenn solche Prestigetechnologien Schule machen, die inzwischen – wie die Atomkraft oder die Kernfusion – wegen ihren hohen Kosten keinerlei Aussicht auf wirtschaftlichen Erfolg haben werden und deshalb obsolet geworden sind, dann wird dies den angeschlagenen Ruf der Energiestrategie nur weiter strapazieren.

Soll in Zukunft gelten, dass Geld bekommt, wer am lautesten schreit oder in der Bundesverwaltung einen Götti hat? Die Mehrheit will das nicht, diese Prognose sei hier erlaubt. Die Mehrheit möchte, dass endlich alle, die sauberen Strom kostengünstig mit inzwischen ausgereiften Techniken produzieren, faire Produktionsbedingungen erhalten.

In Deutschland werden die Lieferverträge für sauberen Strom seit 2014 auktioniert. Die deutschen Auktionsergebnisse begannen bei über 9 €C./kWh für Solarstrom. Seither hat sich der Preis halbiert, weil die Branche professioneller wurde.

Dank den tiefen Preisen sinkt der finanzielle Aufwand für Marktprämien. Sie sind nur als Absicherung nötig und es ist völlig verkehrt, sie als «Subvention» zu brandmarken, solange es keine billigeren Techniken gibt und solange die Geldmittel nicht aus der
Staatskasse, sondern verursachergerecht aus den Strompreisen
finanziert werden. Die Zusicherung dieser Absicherung soll die
kostengünstige Kreditaufnahme ermöglichen. Wenn die Banken
wissen, dass ein Abnahme-Vertrag über 20 Jahre im volatilen
Markt feste Einnahmen garantiert, verzichten sie auf teure Risikoprämien und gewähren Kredite zu Konditionen von Hypotheken. Davon profitieren letztlich alle Strom-Kundinnen und Kunden.

Liegen die Strompreise bei 5 €C./kWh, der Gebotspreis bei 5,5 €C./kWh wie in den jüngsten Auktionen, beträgt der Zuschuss aus dem Netzzuschlagsfonds gerade mal 0,5 €C./kWh. Und wenn die CO<sub>2</sub>-Preise ansteigen, lassen sich die Projekte allein aus dem Markterlös finanzieren, oder es fliesst gar Geld in den Netzzuschlagsfonds zurück.

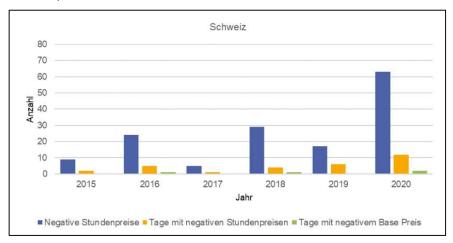
Urs Meister verlangt, das Gesetz solle "weder eine Abnahme noch einen fixen Abnahmepreis garantieren". Das ist aus den angezeigten Überlegungen völlig falsch. Ohne Absicherung erwachsen den einheimischen Investitionen schwer zu überwindende Standortnachteile, die es im benachbarten Ausland nicht gibt. Und weil die gesamte Produktion aus Grossanlagen der Direktvermarktung unterliegt, gibt es genug Anreize, für Tageszeiten mit Nullpreisen eigene Speicher – zum Beispiel Batterien oder Wärmespeicher – zu installieren.

### **Europas Witterung bestimmt Schweizer Strompreise**

Der Strommarkt ist nicht irgend ein Markt. Fehlt ein einziges Promille Produktion, kommt es zum Blackout in der Stromversorgung und das System als Ganzes bricht zusammen.

«Corona» hat uns gelehrt, dass das Ausland in Notlagen nicht zwingend lieferwillig oder lieferfähig sein wird. Elektrizität ist das strategische Gut par excellence – und die Kosten eines Blackouts sind prohibitiv hoch.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien kommt immer mehr Strom witterungszyklisch zu Grenzkosten von nahe null auf den europäischen Markt. Dies wird dazu führen, dass auch bei uns die Strompreise immer öfter gegen null sinken, wenn die Sonne scheint oder der Wind bläst, und dies völlig unabhängig vom Ausbautempo innerhalb der Schweiz.



Die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen steigt von Jahr zu Jahr. Grafik Elcom 2020 [16]

Die ElCom hat in einem kürzlich erschienenen Bericht aufgezeigt, was das genau heisst. Die Zahl der Stunden mit Strompreisen nahe dem Nullpreis oder mit negativen Notierungen nimmt zu. Die grössten Überschüsse mit negativen Preisen treten nicht im Sommer auf, sondern zwischen Januar und Juni, also gerade dann, wenn der Strom in der Schweiz knapp werden kann.

Eine bedeutende Rolle spielt die Zunahme der Windenergie in Europa, denn weist ihr Produktionsmaximum in der kalten Jahreszeit auf. Durch den Ausbau der Windenergie wird die witterungsbedingte Volatilität der Preise noch zunehmen und die Schweiz wäre dumm, würde sie sich im Winter aus Gaskraftwerken versorgen, wenn im Ausland Windstrom zu Nullpreisen oder zu negativen Preisen angeboten wird und für den inländischen Stromverbrauch abgeschöpft werden kann.

Was es für die Versorgungssicherheit trotzdem braucht, ist die Stärkung der eigenen Inlandproduktion zum Ersatz der wegfallenden Kernkraftwerke und ein Dispositiv gegen Blackouts, mit eigenen «Pflichtlagern» aus Batterien und Biogas im Inland, die im Notfall die nötige Verfügbarkeit von Elektrizität gewährleisten, wobei weitere Massnahmen wie eine vertragliche Flexibilisierung auf der Nachfrageseite ebenfalls eine wichtige Rolle spielen werden.

Der billigste Weg für mehr Photovoltaik im Winterhalbjahr lässt sich durch einen Ausbau der Photovoltaik erreichen. Auch die Bewirtschaftung der Speicherseen, ihre Erweiterung und die Nutzung von Holzkraftwerken ist sachdienlich, aber viraussichtlich auch viel teurer als Winter-PV.

<sup>[1]</sup> https://blog.bkw.ch/der-markt-ist-fuer-die-versorgungssicherheit-verantwortlich/

<sup>[2]</sup> Renewables 2020 Global Status Report, S.30 https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr 2020 presentation.pdf

<sup>[3]</sup> https://www.bundesnetzagen-

tur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen /BeendeteAusschreibungen node.html

<sup>[4]</sup> https://www.handelszeitung.ch/die-stromversorgung-im-winter-bleibt-infrage-gestellt

<sup>[5]</sup> Investments in renewable energy production outside Switzerland by Swiss energy providers and institutional investors, <a href="https://energie-zukunftschweiz.ch/de/Knowhow/News/Newsaktuell/2020-03-11-erhebung-investitionen.php">https://energie-zukunftschweiz.ch/de/Knowhow/News/Newsaktuell/2020-03-11-erhebung-investitionen.php</a>

<sup>[6]</sup> BFE: Markterhebung Sonnenenergie 2019, Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien <a href="https://www.swisso-lar.ch/fileadmin/user-upload/Markterhebung/Marktumfrage-2019.pdf">https://www.swisso-lar.ch/fileadmin/user-upload/Markterhebung/Marktumfrage-2019.pdf</a>

<sup>[7]</sup> Bundesamt für Energie: Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017, erarbeitet von INFRAS und Energie Zukunft Schweiz (April 2020) <a href="https://pubdb.bfe.ad-min.ch/de/publication/download/10114">https://pubdb.bfe.ad-min.ch/de/publication/download/10114</a>

 $<sup>[8] \ \</sup>underline{https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/taetigkeitsbericht2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T\%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\%A4tigkeitsbericht%2019.pdf.download.pdf/T%C3\d$ 

<sup>[9]</sup> Maurizio Minetti: Wenn Solarstrom kaum Wert hat, Luzerner Zeitung, 8.7.2020

<sup>[10]</sup> Artikel 89 Bundesverfassung

<sup>[11]</sup> Rudolf Rechsteiner et al.: <u>Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert?</u> Hrsg. Schweizerische Energie-Stiftung (SES), Oktober 2018

<sup>[12]</sup> Heinrich Häberlin: Wie mit PV-Strom durch den Winter?, in: Elektrotechnik 1/2012, Seiten 44-49

<sup>[13]</sup> Referenz-Marktpreise gemäss Art. 15, EnFV

<sup>[14]</sup> Florence Vuichard: BKW-Chefin Suzanne Thoma: Die Unbeirrbare https://www.handelszeitung.ch/unternehmen/bkw-chefin-suzanne-thoma-die-unbeirrbare

<sup>[15]</sup> Revision der Energiegesetzes, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Seite 6

<sup>[16]</sup> Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom: Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Mai 2020, Bern 2020