

Sauberer Strom: Den Zubau endlich beschleunigen

Rudolf Rechsteiner,

Inhaber des Beratungsbüros re-solution.ch

Verwaltungsrat Industrielle Werke Basel seit 2010

Ehem. Präsident und Vorstand der Adev-Gruppe (1988-2010)

Mitglied Nationalrat/Umwelt- und Energiekommission 1995-2010

Präsident Ethos Stiftung

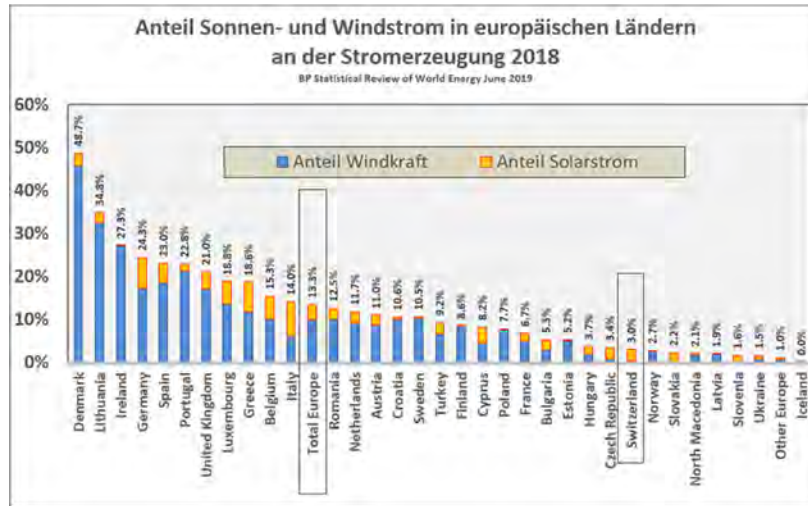
Dozent für Transformation der Energiesysteme an der Uni Basel, Dozent ETHZ

rechsteiner@re-solution.ch

Übersicht

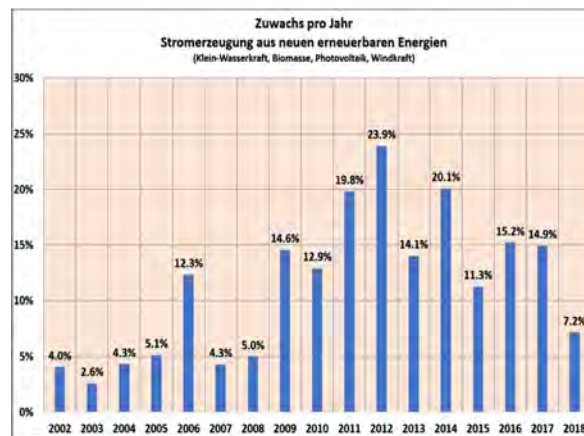
- **Wo stehen wir heute?**
- Welche Lösungen bleiben übrig und warum genügen Sie nicht?
- Fördereffizienz und Zusatzbedarf
- Massnahmenkatalog

Schweiz im Hintertreffen



Solar- und Windstrom haben sich in den letzten Jahren zur kostengünstigsten Technologie für die Stromproduktion entwickelt. Doch die Schweiz liegt beim Wind-Solar-Anteil auf Platz 26 in Europa, der Ausbau harzt.

Neue Erneuerbare: Jährlicher Zuwachs in Prozent 2002-2018

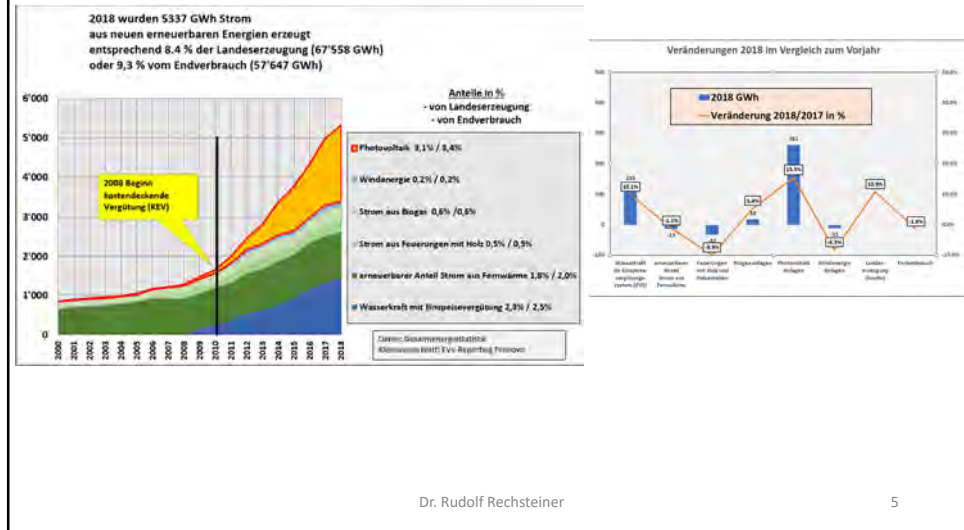


Dr. Rudolf Rechsteiner

4

Die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien wuchs 2018 um 7,2 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Dies ist das niedrigste Wachstum seit Inkrafttreten der kostendeckenden Vergütung (2008/2009).

Zuwachs Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien 2000-2018



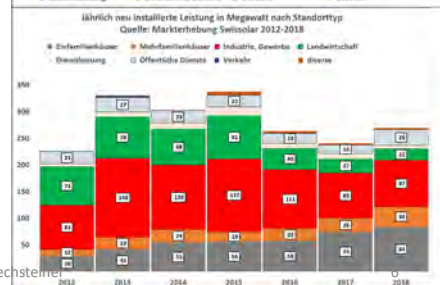
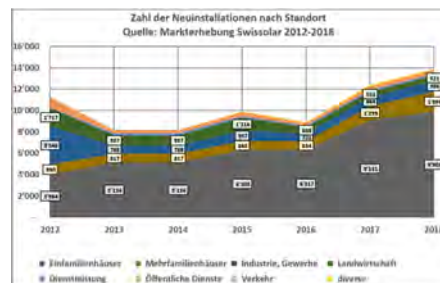
Die Erzeugung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien stieg 2018 um 356 GWh/a auf 5337 GWh/a (+7,2%). Darin eingeschlossen sind Klein-Wasserkraftwerke, die ab 2008 eine Einspeisevergütung erhalten.

Die Zunahme entspricht mengenmässig 0,56% der Landeserzeugung (Produktion inkl. Exporte, Netzverluste, Verluste der Speicherpumpen) bzw. 0,62% des schweizerischen Endverbrauchs 2018.

Im Durchschnitt der letzten 10 Jahre stieg die aus dem Netzzuschlagsfonds finanzierte Produktion um 366 Gigawattstunden pro Jahr. In diesem Tempo würde es 65 Jahre dauern, bis die Atomkraftwerke ersetzt sind. Dazu kommt der Stromzusatzbedarf für neue Elektroautos und Wärmepumpen.

An welchen Standorten werden in der Schweiz PV-Anlagen gebaut?

- Zunahme der Kleinanlagen auf Einfamilienhäusern in grosser Zahl
- Rückgang der spezifischen Anlagengrösse an allen Standorten
- Starker Rückgang billiger Grossanlagen in Landwirtschaft & Gewerbe
- Keine Anlagen an Verkehrswegen
- Leichte Zunahme Mehrfamilienhäuser ab 2018 (wegen ZEV?)
- Starker Rückgang der installierten Leistung pro Anlage



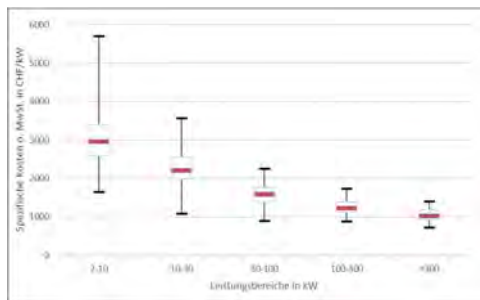
Durch den Rückgang der Kontingente mit Einspeisevergütungen ab 2015 orientierte sich die Dimensionierung der Anlagen zunehmend am Eigenverbrauch.

Anlagen mit Einmalvergütung ohne Eigenverbrauch waren meistens nicht wirtschaftlich. Dies führte zur Verkleinerung der Neu-Anlagen, d.h. zum stetigen Rückgang der spezifischen Leistung. Die Zahl der Kleinanlagen auf Einfamilienhäusern nahm zu.

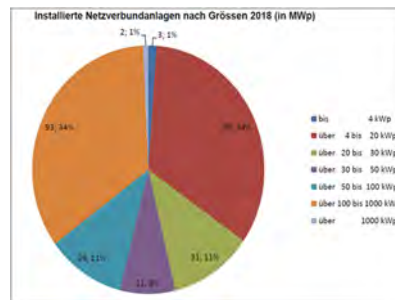
Am stärksten litten Standorte der Landwirtschaft unter der neuen Politik, am wenigsten die Leistung von Anlagen auf öffentlichen Bauten. Ab 2015 stieg die Zahl der Neuinstallationen im Segment «Einfamilienhäuser» am stärksten. Dort waren die Entscheidungswege sehr kurz, weil die meisten Konsumentinnen und Konsumenten von Solarstrom gleichzeitig die Eigentümer waren.

Umgekehrt sanken die besonders kostengünstigen Neuinstallationen auf Gewerbebauten und erreichten nie wieder den Stand von 2012. Fast gänzlich fehlen Anlagen auf Verkehrsflächen.

Spezifische Kosten stark abhängig von Anlagengröße – Keine Rahmenbedingungen für Grossanlagen in CH



Spezifische Kosten von PV-Anlagen nach Grösse –
Marktuntersuchung 2018/19
Quelle: Bundesamt für Energie: Observation du marché
photovoltaïque 2018 (Mai 2019)



Nur zwei Grossanlagen > 1 MW 2018!

Dr. Rudolf Rechsteiner

7

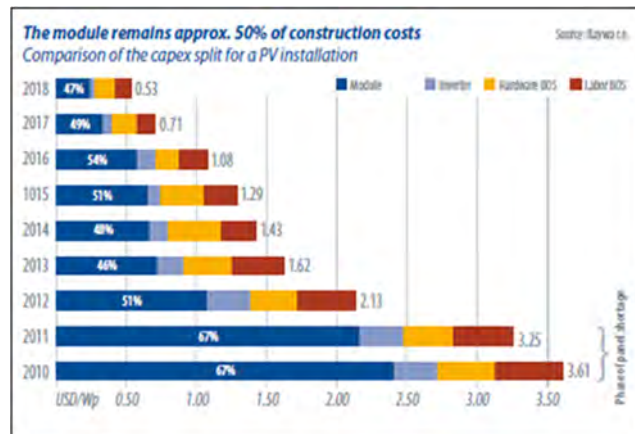
Die Dominanz der Kleinanlagen ist aus Effizienzgründen problematisch.

Spezifische Kosten sind stark abhängig von der Anlagengrösse (BFE Untersuchung).

In der Schweiz wurden nur 2 Anlagen > 1 MW Leistung installiert (Swissolar Untersuchung).

Es gibt keine guten Rahmenbedingungen für Grossanlagen in CH. Es dominieren Anlagengrössen von 10 bis 20 kW mit spezifischen Kosten > 2000 CHF/kW.

Sehr grosse Anlagen in der EU gehen für < 60 Cents/W ans Netz



Im benachbarten Ausland gehen neue Solarstromanlagen viel billiger ans Netz. Ganz grosse Anlagen für unter 60 Cents / W, also 600 Euro/kW.

Beispiele EU & weltweit: tiefe Preise dank Ausschreibeverfahren

Fördermassnahmen (Beispiel Deutschland, Holland, Frankreich, Spanien, Polen usw.)

- Differenzierte Einspeisevergütungen für kleine Anlagen
- Preisgarantien über 20 Jahre für Grossanlagen (>750 kW), ermittelt via Ausschreibungen (Wettbewerb)
- Spezielles Design möglich
 - Technikübergreifend, zB. für x GWh Winterhalbjahr
 - Spezielle Ausschreibungen nach Technik oder Standort, zB. PV-Dachanlagen (Frankreich)
 - Separate Ausschreibungen nach Technik (wind onshore, offshore, PV, Biomasse in Deutschland)
 - Ausschreibungen nur Wind (Spanien)
 - Ausschreibungen Wasserkraft (CH?)

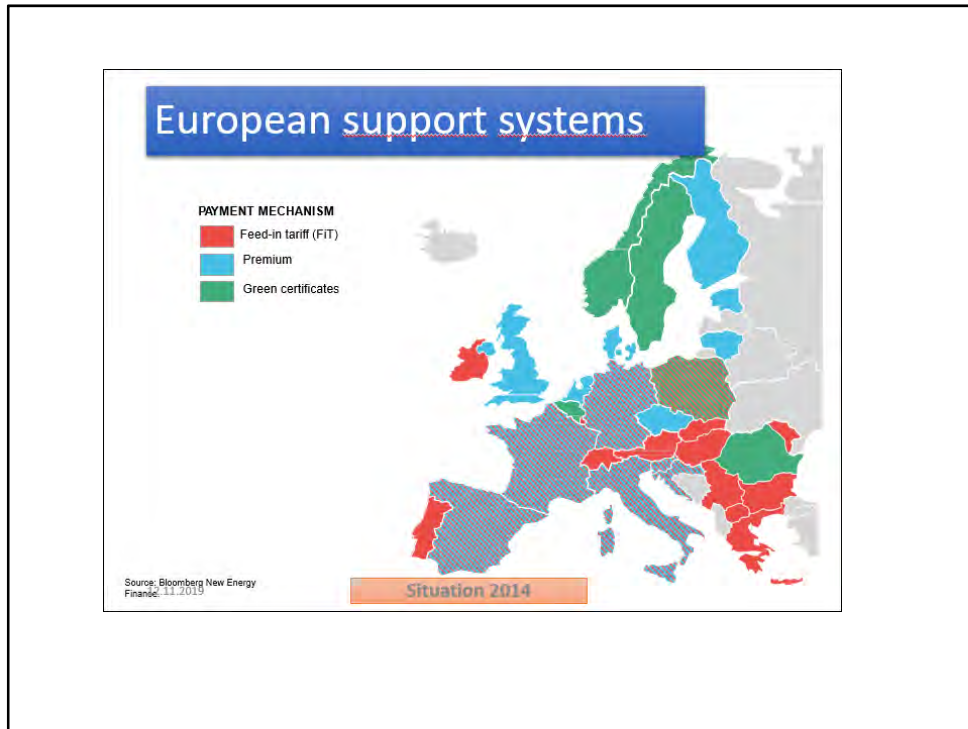
Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert €/kWh*
Solar	1. Februar 2017	6,58
	1. Juni 2017	5,66
	1. Oktober 2017	4,91
	1. Februar 2018	4,33
	1. Juni 2018	4,59
Wind an Land	1. Oktober 2018	4,69
	1. Mai 2018	5,71
	1. August 2018	3,82
	1. November 2018	3,82
	1. Februar 2018	4,73
Wind auf See	1. Mai 2018	5,73
	1. August 2018	6,16
	1. Oktober 2018	6,26
	1. April 2017	0,44
KWK	1. April 2018	4,66
	1. Dezember 2017	4,05
Innovative KWK Systeme	1. Januar 2018	4,31
	1. Dezember 2018	...
	1. Juni 2018	10,27
	1. Dezember 2018	...

Resultate deutsche Ausschreibungen 2017-2018 (Monitoring-Bericht Bundesnetzagentur)

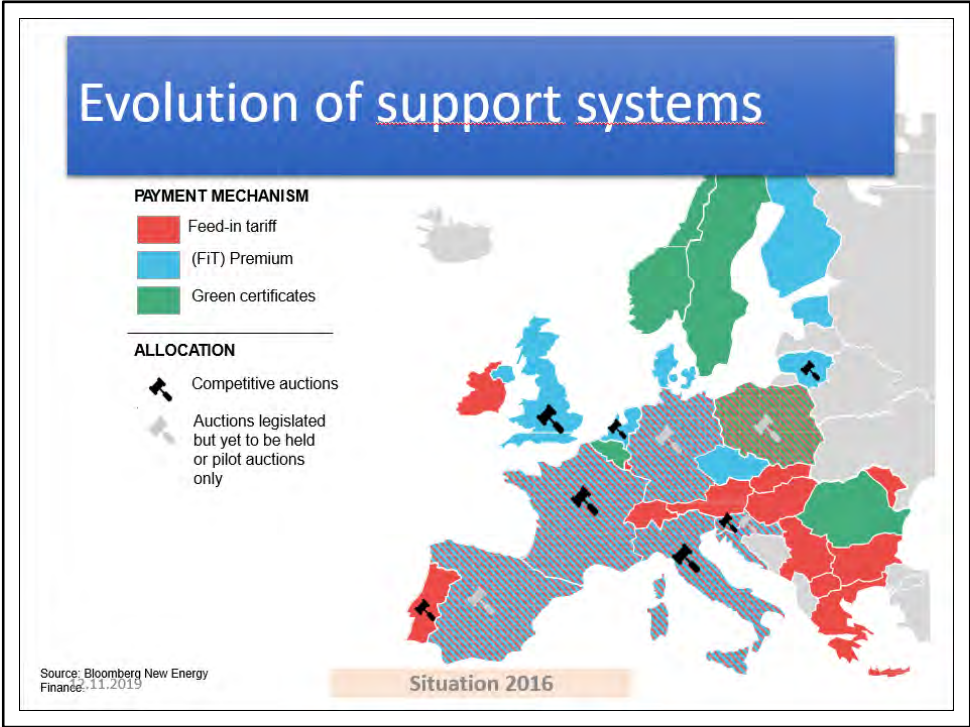
Dr. Rudolf Reichle
*Mengenwichtetes durchschnittliches Zuschlagswert

Der Blick über die Grenzen zeigt, wie es anders gehen könnte.

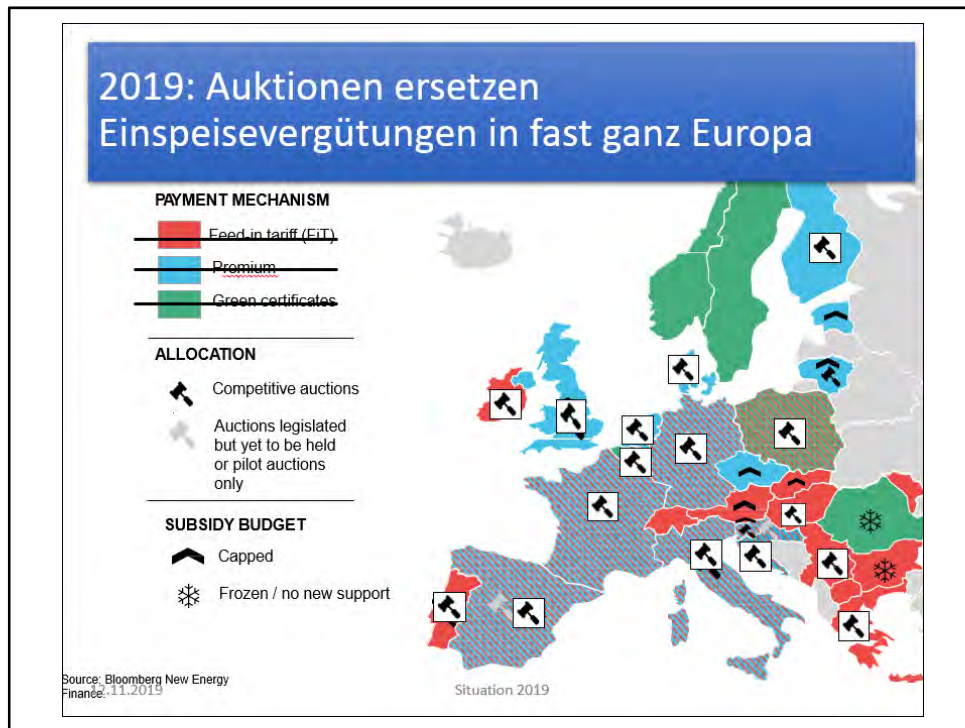
In Deutschland sanken die Vergütungen für Photovoltaik ab 2013 von mehr als 12 €/kWh auf weniger als 6 €/kWh (Grossanlagen). Die Zuschlagswerte aus den Ausschreibungen liegen nur wenig entfernt von den aktuellen Terminpreisen für Elektrizität, in der Auktion vom Juni 2019 für Solarstrom bei 5,47 €/kWh, umgerechnet 6,02 Rp/kWh (Euro-Kurs von CHF 1.10).



Die Finanzierung von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien hat sich in ganz Europa stark verändert. Beginnend mit Einspeisevergütungen...

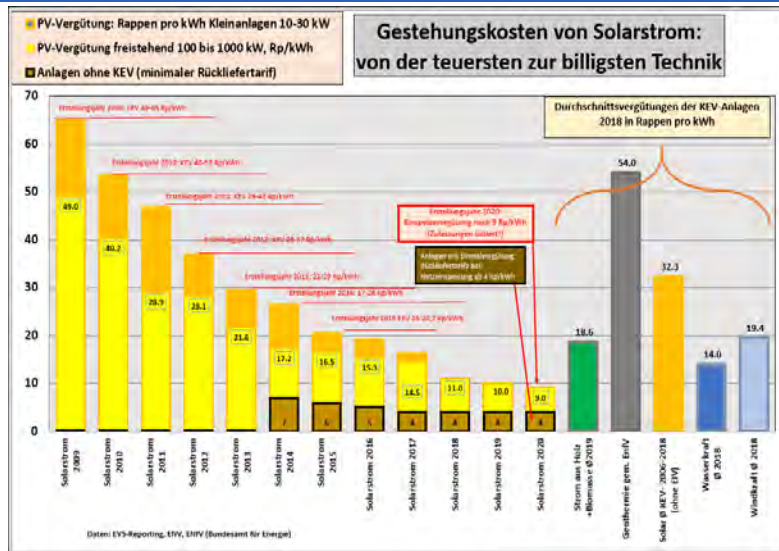


...Wurden Ausschreibungen zuerst getestet...



Und sind heute nahezu flächendeckend appliziert.
 Sie eignen sich überall dort auch für die Schweiz, wo wir keine Kostendeckung aus
 Eigenverbrauch erreichen können.

Senkung der Einspeisevergütungen macht Photovoltaik zur billigsten Energie, aber...



Dr. Rudolf Rechsteiner

14

In der Schweiz wurden die Einspeisevergütungen wie im Ausland Jahr für Jahr zurückgefahren. Auch die Vergütungsdauer wurde gekürzt – von 25 Jahren (bis 2014) auf inzwischen noch 15 Jahre. Die Photovoltaik ist heute billiger als jede andere Technologie.

Ende Oktober nahm der Bundesrat die Vergütungen auf 9 Rp/kWh zurück, eine sehr tiefe Vergütung für Dachanlagen, denn Anlagen auf Freiflächen sind in der Schweiz verpönt.

Doch diese Kürzung gemahnt heute wie ein schlechter Witz....

Bundesamt für Energie hat am 22. Oktober 2019 alle Einspeisevergütungen vorzeitig gestoppt!!!

BFE Mitteilung vom 22. Oktober 2019

«Es werden keine weiteren Projekte mehr ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen, also weder neue Projekte, Projekte auf der Warteliste, noch Projekte, die ab 2018 den Springerstatus erreicht haben.»

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76761.html>

Mit diesem Stopp hat das BFE die Sunset-Klausel im Energiegesetz vorweg genommen, noch bevor eine Ersatzlösung beraten wurde oder in Kraft ist!

- Energiegesetz Artikel 36.2 postuliert einen «kontinuierlichen Zubau»:

«Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für die Betreiber von Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Photovoltaik-Kontingent). Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einerseits und bei den übrigen Technologien andererseits Rechnung. Es berücksichtigt überdies die Belastung der Elektrizitätsnetze sowie die Speichermöglichkeiten.»

- Energiegesetz ohne Vorwarnung oder Vernehmlassung missachtet!

Denn in der gleichen Woche verkündete das Bundesamt für Energie einen totalen Stopp für alle neuen oder hängigen Gesuche für Einspeisevergütungen über alle Technologien, und dies bevor eine Nachfolgeregelung auch nur diskutiert werden konnte.

Dieser abrupte Stopp aller Leistungen ist nicht im Sinne des Gesetzes, das einen «kontinuierlichen Zubau» postuliert

Übersicht

- Wo stehen wir heute?
- Welche Lösungen bleiben übrig und warum genügen Sie nicht?
- Fördereffizienz und Zusatzbedarf
- Massnahmenkatalog

Dr. Rudolf Rechsteiner

16

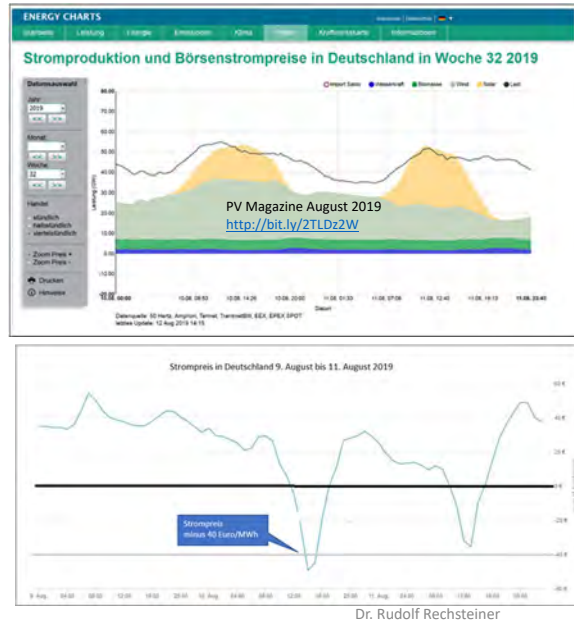
Welche Lösungen bleiben übrig?

Wir stehen an einem Ort, wo sonst niemand steht. Der Bundesrat will den Markt öffnen und er kündigt Ausschreibungen anstelle der Einmalvergütungen an.

Ob Kleinanlagen mit Eigenverbrauch dann überhaupt noch gebaut werden können, ist eine offene Frage. Im worst case wird der letzte funktionierende Rechtsanspruch auf eine Vergütung durch neue Wartelisten abgelöst.

Ausschreibungen sind sinnvoll, wo kein Eigenverbrauch besteht. Sie sind für Investoren nötig, um dem Marktwertisiko vorzubeugen.

Marktwertisiko: Bei Sonne oder Wind droht «Kannibalisierung»



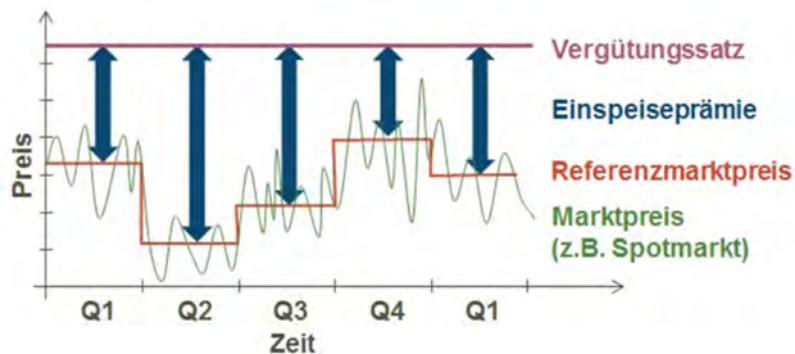
Beispiel 10. / 11. August 2019:
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien übersteigt die Last in Deutschland:
erhöhtes Marktwertisiko wegen negativen Preisen

Im wettbewerblichen Strommarkt bestimmt jeweils die teuerste Anlage, die zur Bedarfsdeckung gerade noch benötigt wird, den Strompreis (sogenannte Merit Order). Während Jahrzehnten lieferten fossile Spitzenlast-Kraftwerke den «Restbedarf» und «machten den Preis».

Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien und mit dem weltweiten Vormarsch grosser Batterien verringert sich die Bedeutung der fossilen Spitzenkraftwerke.

In Ländern mit hohem Anteil der Erneuerbaren führen starker Wind und Sonne dazu, dass fossile Kraftwerke ganz vom Netz genommen werden. Dann sind nur noch Kraftwerke am Netz, die marginale Kosten von null aufweisen, weshalb dann auch die Strompreise gegen null tendieren. Die preissenkenden Effekte werden sich in Zukunft häufiger einstellen. In Deutschland vermochten die erneuerbaren Energien am 10. August und am 11. August 2019 den Strombedarf während Stunden vollständig zu decken (Bild).

Wie funktioniert die «gleitende Marktpremie»?



Marktpreis + Einspeiseprämie ergeben zusammen die garantierte Gesamtvergütung
 Die Höhe der Einspeiseprämie wird aus dem Referenzmarktpreis abgeleitet.
 Nur ein kleiner Teil der Produktion wird zum Spotpreis gehandelt, es dominieren langfristige Bezugsverträge von Netzbetreibern und Grossverbrauchern.

Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist nur möglich, wenn Investitionen eine Rendite abwerfen. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und um die Investitionen in erneuerbare Energien vor dem witterungsbedingtem Marktwertisiko zu schützen, gelten in den meisten Strom-Versorgungsgebieten Preisabsicherungen: Neue Kraftwerke, die nicht massgeblich dem Eigenverbrauch dienen, erhalten nebst dem Markterlös eine ergänzende Einspeiseprämie 15 bis 20 Jahre lang. So kann die nötige Abschreibung inkl. einer auskömmlichen Rendite erzielt werden, auch wenn sich die Strompreise witterungsbedingt unter dem kostendeckenden Niveau bewegen.

Sinken die Stromerlöse – gemessen am Referenzmarktpreis – unter das in der Ausschreibung zugesicherte Preisgebot, wird den Kraftwerken eine «Marktpremie» (in der Schweiz: «Einspeiseprämie») gutgeschrieben. (Art. 21 EnG)

Die Höhe der Vergütung wird heute in Europa meist nicht mehr administrativ festgelegt, sondern mittels Ausschreibungen (Ausnahme: Kleinanlagen). Durch die Verteuerung der CO₂-Emissionen im EU-Emissionshandelssystem sind inzwischen auch Grossverbraucher an Direktverträgen für Strom aus Wind- und Solar-Kraftwerken interessiert.

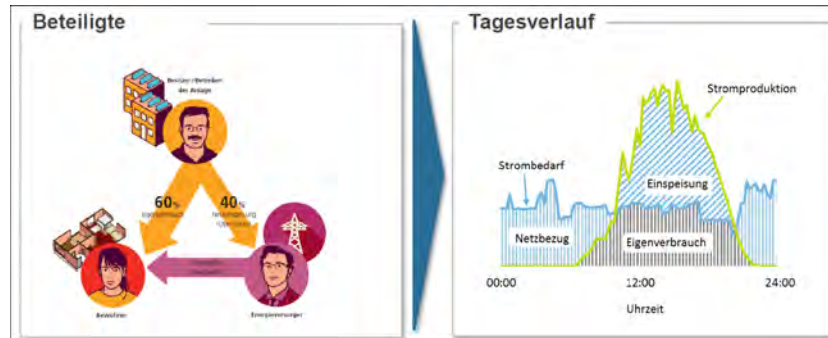
Was bleibt für den Zubau der Zukunft?

- Alle Einspeisevergütungen gestoppt
- Projektentwickler haben keinerlei wirtschaftliche Perspektive, in der Schweiz für den Markt zu produzieren. Rückschlag für die ganze Branche.
- Zubau für neue Wasserkraft, neue Windkraft usw. unwirtschaftlich.
- Nur «alte Projekte» mit Vergütungsbescheid werden fertig gebaut.
- Photovoltaik: Marktnische Einmalvergütung mit Eigenverbrauch
- Dazu kommen die Risiken der Marktöffnung:
 - Wettbewerb setzt Netzbetreiber unter Druck.
 - Kein Geld für freiwillige lokale Beschaffungen zu Gestehungskosten, wenn international verfügbarer Strom billiger sein wird.
 - Wasserkraft verliert die letzten gebundenen Kunden, die im Strommix für die Gestehungskosten aufkamen.
 - Kosten für Erneuerung der Wasserkraft und für neue PV-Anlagen bleiben ungedeckt.
 - Was die Ausschreibungen bringen werden, ist ungeklärt.

Die Situation in der Schweiz ist verfahren. IM Netzzuschlagsfonds befinden sich mehr als 1 Milliarde Franken an Reserven. Trotzdem wird der Zubau gestoppt, mit Ausnahme der Anlagen mit Eigenverbrauch und der alten Anlagen auf der Warteliste, die noch einen Zuschlag für Einspeisevergütungen erhalten haben.

Für Projektentwickler bestehen damit fast keine Perspektiven mehr, neue Kraftwerke zu projektieren. Der Markt wurde vom BFE gestoppt, bevor eine neue Lösung im Parlament gefunden werden konnte. Die Mindestausbauziele im Gesetz werden vom BFE offenbar als Obergrenze interpretiert. Damit entsteht eine grosse Handlungslücke mit Blick auf das Ziel «netto null».

Eigenverbrauch als einzige Lösung



Eigenverbrauch spart Bezugskosten von ca. 20 Rappen / kWh
Netzeinspeisung bringt je nach Versorgungsgebiet 4 – 8 Rappen / kWh

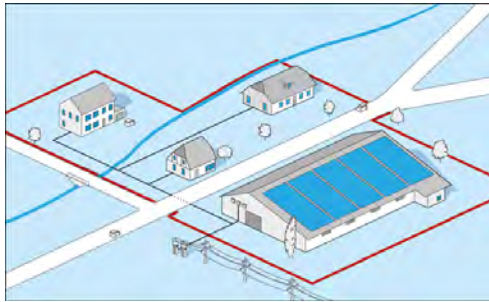
Bis zur angekündigten Einführung von Ausschreibungen bleibt der Eigenverbrauch die einzige Marktnische für neue Projekte.

Für die Produktion für den Markt gibt es keine echte wirtschaftliche Perspektive. Die Investitionsbeiträge für die Wasserkraft können das Marktwertisiko nicht absichern. Wer heute ein Kraftwerk baut, liefert eine hohe Sponsoring-Komponente.

Die Investitionssicherheit bei Netzeinspeisungen ist deutlich schlechter als im Ausland.

In der Schweiz möglich: Verkauf über Parzellen hinweg (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch)

- Deutlich erhöhter Eigenverbrauch – steigert Rentabilität
- Ein einziger Stromanschluss
- Aufstieg zum Grossverbraucher mit Marktzugang



- Aber:
ZEV-Lösungen sind kompliziert & teuer
- Eigene Leitungen verlegen
 - Eigene Zähler
 - Neue Verträge
 - Bürokratie

Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch im neuen Energiegesetz ist zwar innovativ und positiv, aber diese ZEVs haben auch ihre Probleme. Sie sind teuer (neue Leitungen, Zähler, Abrechnungsmodalitäten, Verträge mit der Mieterschaft) und ohne Abrechnungs-Support der Netzbetreiber bleiben sie den Neubauten vorbehalten.

Ungenügende Rahmenbedingungen

Flucht der Netzbetreiber ins Ausland
– Investitionen viel grösser als im Inland



Jens Alder
(Alpiq)

«Der Bundesrat muss dafür sorgen, dass es sich in der Schweiz wieder lohnt, mit privatem Kapital in Produktionskapazität für Strom zu investieren. ...»

Selbst im Fall einer vollständigen Liberalisierung werden Investitionen in der Schweiz ohne flankierende Massnahmen auch mittelfristig hoch riskant sein.

Wenn man etwas reguliert, muss man aber immer ein Ziel haben. Die Schweiz muss sich endlich klarwerden, ob sie eine gewisse Autarkie haben will und, wenn ja, wie viel.»

Dr. Rudolf Rechsteiner

22

Wir sind nicht die einzigen, die die schlechten Rahmenbedingungen beklagen. Auch Exponenten der Elektrizitätswirtschaft tun dies – und dies völlig zurecht. Schweizer Stromfirmen investieren gerne und viel, aber sie tun dies heute fast nur im Ausland, weil die Energiepolitik der Schweiz den erneuerbaren Energien keinen Platz im Markt einräumt.

«Was ist falsch an Importen?»



Jens Alder: «**Deutschland**, unser wichtigstes Importland, **stellt seine AKW bis 2022 ab, Frankreich** nimmt aus ökonomischen Gründen **einige AKW vom Netz**.

Die berühmte Dunkelflaute erfordert Ersatzkapazitäten.

Wir fahren eine Importstrategie mit Ländern, die im Winter auch zu Nettoimporteuren werden. Das geht hinten und vorne nicht auf.»

Am billigsten gelingt die Versorgungssicherheit durch zusätzliche einheimische Produktion mit billiger PV.

- Importe sind rechtlich nicht abgesichert
- Adäquanz-Studien sind Schönwetter-Szenarien
- Viele Nachbarn betreiben Hoch-Risiko-Technologien
- Dekarbonisierung: CH-Zusatzbedarf Wärme + Verkehr

Dr. Rudolf Kechsteiner

23

Und Importe sind rechtlich in einer Stromversorgungskrise nicht abgesichert. Die „Adäquanzanalysen“ der ElCom und des BFE sind Schönwetter Szenarien. Die Schweiz hätte Besseres verdient.

Übersicht

- Wo stehen wir heute?
- Welche Lösungen bleiben übrig und warum genügen Sie nicht?
- **Fördereffizienz und Zusatzbedarf**
- Massnahmenkatalog

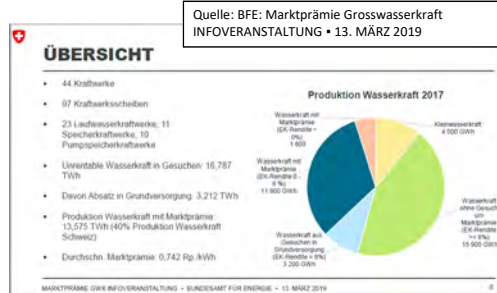
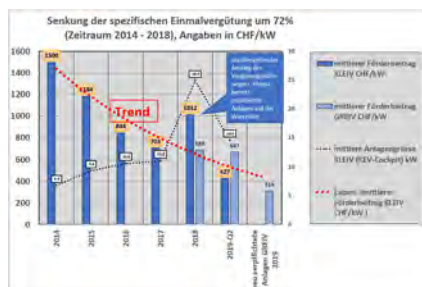
Einmalvergütung: Erfolgsmodell mit Lücken



- **Modell ist erfolgreich:**
 - Minimale Kosten: 0,9 bis 1,3 Rp/kWh über volle Lebensdauer
 - Hohe Nachfrage, verbrauchsnahe Installation,
 - Entlastung oberliegender Netze
 - ZEV-Lösungen: innovativ & lokale Wertschöpfung & Speicher
- **Aber**
 - Viele Dächer nicht oder nur teilweise genutzt
 - Industrie erhält den Strom im offenen Markt billiger
 - Stetige Kürzungen führen zu immer mehr «Bonsai-Installationen». Nur Eigenverbrauch ist interessant, Rückliefertarife von 4 Rp/kWh nicht kostendeckend

Die Einmalvergütung ist ein Erfolgsmodell, aber mit Lücken.

Stetige Senkungen der Einmalvergütung liessen Rentabilität der letzten Marktnische erodieren. Wasserkraft darf 8% Rendite abwerfen – zweierlei Mass?



Dr. Rudolf Rechsteiner

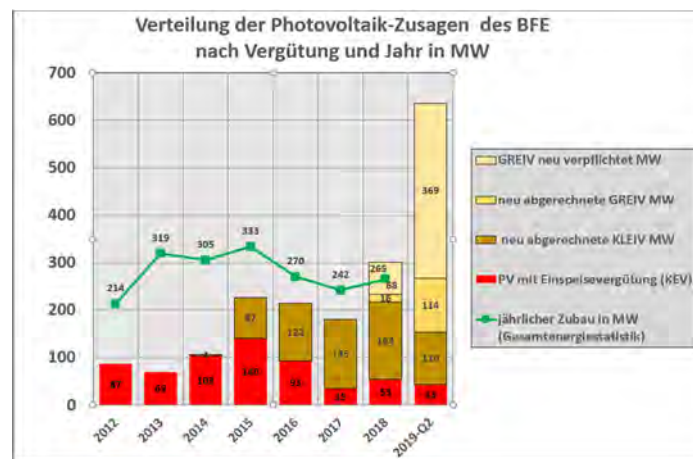
26

Im Quervergleich unter den verschiedenen Technologien kann die Photovoltaik mit Einmalvergütung den billigsten neuen Strom liefern.

Der spezifische Investitionsbeitrag pro kW neu installierte PV-Leistung mit Einmalvergütung sank von 1500 auf 427 CHF/kW ging von 2014 bis 2018 um 72% zurück.

Die Vergütungen für Neuanlagen (Baujahr 2019/2020) werden nochmals tiefer liegen. Mit einer Absenkung der Finanzierungskosten ist zu rechnen, ohne dass die Einmalvergütung immer weiter abgesenkt werden muss. Die 2019 neu verpflichteten Grossanlagen beanspruchen nur noch 314 CHF/kW. Der weitere Abbau der Warteliste führt so – zusammen mit der Steigerung der zur Verfügung stehenden Mittel zu einem Hebeleffekt, der die Expansion der Photovoltaik beflügeln könnte. Diese Expansion kann besonders rationell und systemdienlich gestaltet werden, wenn die Bewilligungsverfahren vereinfacht werden und wenn die Vergütungsmodelle eine Erweiterung erfahren, die die Ziele der Energiestrategie adressiert, namentlich Umweltfreundlichkeit und Versorgungssicherheit

Installierte Leistung (grün) und PV-Kontingente nach Finanzierungsart

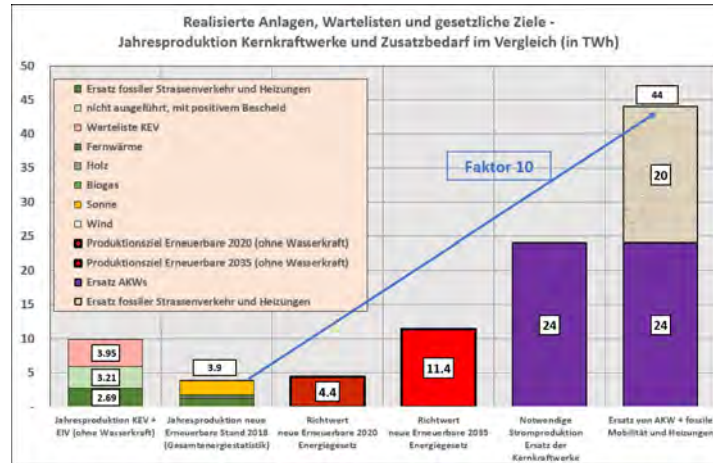


Dr. Rudolf Rechsteiner

27

Rückblickend war das Jahr 2015 jener Zeitpunkt, an dem die grösste Jahresproduktion von PV-Anlagen in eines der beiden Vergütungssysteme aufgenommen wurde. Danach wurde das PV-Budget vom BFE stetig verringert. Bis 2017 war die neu installierte Leistung stets höher als die Leistung, die eine Auszahlung aus dem Netzzuschlag (KEV/EIV) erhielt. Diese Zurückhaltung führte zum Schrumpfen der schweizerischen PV-Branche zwischen 2015 und 2018. Wie in Deutschland kam es zu Betriebsschliessungen und grossen Frustrationen. Die Kosten der Photovoltaik verringerten sich ab 2010 und ca. 85 Prozent, ohne dass dies zu steigenden Verkaufszahlen führte – punkto Stromerzeugung ein verlorenes Jahrzehnt. 2018 wurde erstmals mehr PV-Stromproduktion nach den gesetzlichen Bestimmungen ausfinanziert als im gleichen Jahr neu zur Anmeldung kam. Bei einem bedeutenden Teil dieser Projekte handelt es sich um Anlagen, die vor Jahren in Betrieb gingen. Die Finanzierung dieser «Altanlagen» ist teurer als von neu installierten Anlagen. Der Abbau der Warteliste bedeutet somit nicht automatisch einen Anstieg der Neuinstallationen, ist aber Voraussetzung dafür. Erstmals können Investoren mit Zuversicht innert 12 - 18 Monaten die Auszahlung des gesetzlichen Finanzierungsbeitrag erwarten.

Die Dekarbonisierung («netto-null 2050») erfordert mindestens eine Verzehnfachung der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien

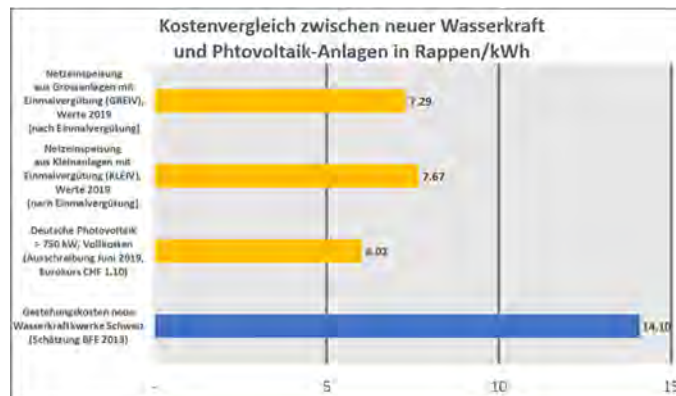


Der Zubau an sauberem Strom ist ungenügend, um die AKWs zu ersetzen, und dieses spärliche Wachstum wird man dann wieder als Argument herbeiziehen, um die AKW-Laufzeiten zu verlängern.

Um die Klimaziele zu erfüllen, also den Bedarf von Elektromobilen und Wärmepumpen und die Dekarbonisierung der Industrie, brauchen wir geschätzt zwischen 45 und 50 GW Solarstrom, Ersatz der Kernkraftwerke inklusive.

Zusätzlich müssen auch die Wasserkraftwerke erneuert und modernisiert werden.

Neue Wasserkraft ist teuer - bestehende Wasserkraft + PV kostenminimal

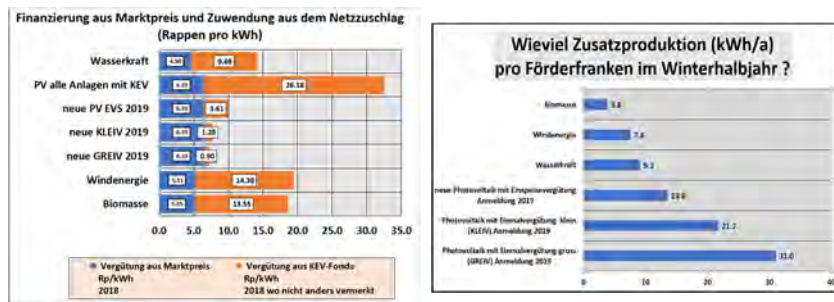


Neue Wasserkraft ist teuer - bestehende Wasserkraft + PV kostenminimal.

Deshalb und aus Gründen des Landschaftsschutzes sollte man vorerst die Photovoltaik ausbauen und auf neue Wasserkraft nur zurückgreifen, wenn es nicht anders geht.

Die alten Wasserkraftwerke muss man erhalten und modernisieren, da steckt viel Potenzial drin.

PV ist mit Abstand am kostengünstigsten – auch für die Beschaffung von Winterstrom



Dr. Rudolf Rechsteiner

30

Das gilt auch für den Winterstrom.

Auch beim Strombedarf für das Winterhalbjahr ist Photovoltaik deutlich billiger als jede andere Technik, wenn die richtigen Standorte ins Spiel kommen.

Übersicht

- Wo stehen wir heute?
- Welche Lösungen bleiben übrig und warum genügen Sie nicht?
- Fördereffizienz und Zusatzbedarf
- **Massnahmenkatalog**

Empfehlungen (I)

International verbreitete Instrumente geeignet für die Schweiz

- **Preisstützungssysteme**
 - Ausschreibungen mit Marktprämien für Grossanlagen PV & neue Wasserkraft
 - Contracts for difference für bestehende Wasserkraftwerke
 - Einmalvergütungen für Anlagen mit Eigenverbrauch
- **regionale und topografische Diversifizierung**
 - zB. Ausschreibungen «grosse Solardächer ohne Eigenverbrauch», «Verkehrswege und Umgebung», «schwimmende Anlagen auf Stauseen», «Winterstromanteil >40%»
- **Bestehende Wasserkraft und Photovoltaik auf bestehenden Infrastrukturen erfüllen die Kriterien am besten:**
 - Wirtschaftlichkeit
 - Versorgungssicherheit,
 - Geringe Netzintegrationskosten,
 - Netzstabilität in kritischen Jahreszeiten
 - Schonung der verbliebenen offenen Landschaften

Empfehlungen (II)

- **Richtwerte anpassen:**
 - 26 TWh bis 2035, 45 TWh für 2050
- **Einmalvergütung weiterführen und ergänzen:**
 - Speicherschlag (bei Glättung der Netzeinspeisung)
 - Zuschlag Winterstromanteil >400 kWh/kW
 - Zuschlag bei fehlendem Eigenverbrauch
- **Ausschreibungen Grossanlagen PV**
 - PV topographisch differenziert auf Infrastrukturen
 - Cluster zulassen, Winterstromanteil maximieren
- **Contracts for difference für Wasserkraft**
 - Garantierter Preis während Vertragszeit
 - Ökologie & mehr Leistung/Flexibilität

Anlagen mit viel Winterstrom Anlagen auf Infrastrukturen

Massnahmen:

- Vertikale Ausrichtung
- Einbezug Fassaden
- Platzierung im alpinen Raum
- Alpensüdseite
- Standort Stauseen
(> 100 km² Fläche!)
- Bifaciale Zellen
- Topographisch differenzierte Ausschreibungen

Mont Soleil:

gemessener Winteranteil 40%!

Beispiele: erhöhte Produktion im Winterhalbjahr / Integration in bestehende Infrastrukturen



Abbildung 43 Bifaciale Solarzellen, vertikal aufgeständert (Bild: Photon)

Abbildung 44 Fassadenanlage Zurich (Bild: Solvatec)

Abbildung 45 Fassadenanlage Basel (Bild: Solvatec)

Abbildung 46 alpine Anlage Mucras Muragl (Quelle: Murbelnet 2013)™

Dr. Rudolf Rechsteiner

34

Empfehlungen (III)

- **Revision der Netzgebühren**
 - Verursacherprinzip für dezentrale Durchleitung: 5 Rappen tiefere Netzgebühr innerhalb Netzebene 7
 - Bei Ein- und Ausspeisungen von Elektrizität innerhalb desselben Verteilnetzes wird nur die entsprechende Netzebene bezahlt.
 - Keine Aufweichung der Rentabilität durch höhere Grundtarife zulassen; Anteil des nicht-degressiven Arbeitstarifs soll weiter mindestens 70% der Netzgebühren betragen.

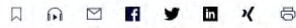
Empfehlungen (IV)

- **PV-Stellflächen auf bestehenden Infrastrukturen**
 - generelles Nutzungsrecht
 - Verzicht auf Richt- und Nutzungspläne
 - Entwicklung einer Standortvorratspolitik
 - PV-Mantelverträge für Abteilungen des Bundes, der Kantone und der Regiebetriebe
- **Fokus Winterstrom**
 - Das im Ausland bewährte Konzept der „wettbewerblichen strategischen Standorte (WSS)« einführen.
 - Ausschreibungen auf saisonale Produktion ausgerichtet und mit verfügbaren Standorten verknüpft; Kosten Netzanbindung als Systemdienstleistung finanziert.
- **«Solarzins»**
 - Nutzungsabgeltung für Standflächen der öffentlichen Hand an Standorten mit erhöhter Produktion im Winterhalbjahr
- **Planungsgrundlagen für bestehende Infrastrukturen**
 - Inventar nutzbarer Infrastrukturen
 - Standardisierte Verfahrenswege

Das erste schwimmende Solarkraftwerk im Gebirge geht im Wallis in Betrieb

Die Solarpilotanlage auf dem Stausee von Toules soll beweisen: Mit dieser Technik lassen sich Wasserflächen im Gebirge im grossen Stil nutzen und mehr Strom für den Winter gewinnen.

Helmut Stalder
8.10.2019, 10:45 Uhr



Die Pilotanlage auf dem Lac des Toules bedeckt etwas mehr als die Fläche eines Fussballfeldes. (Fotomontage: Romande Energie)

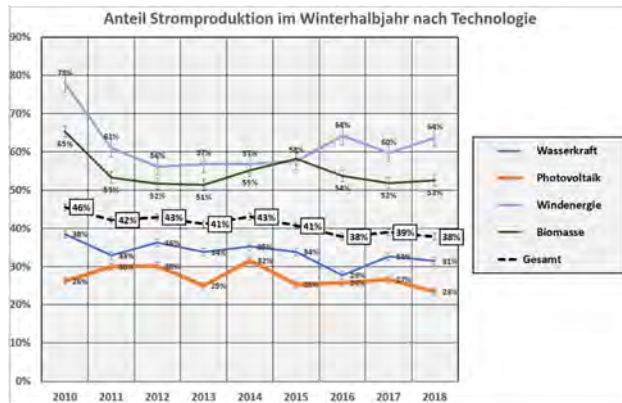
MEISTGELESEN

Ständeratswahlen:
in den Kantonen au
NZZ Inlandredaktion / 2:10

ERKLÄRT
Wie es den Schweiz
sie bei den Wahlen
Lukas Minder, Michael Surft
Philip König, Eugen Flecken

Ombudsstelle unte
SRF-Satireendung
17.10.2019, 14:11 Uhr

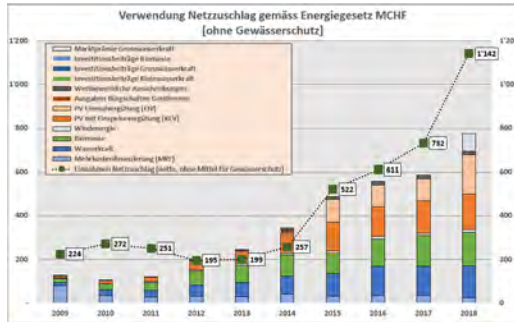
Anteil der Produktion im Winterhalbjahr nach Technologie / Solaratlas CH



- Bisheriger Winter-Anteil PV nicht repräsentativ, weil Anlagen von vor 2012
- Kaum alpine Anlagen im System
- Anlage auf Mont Soleil erreicht 40% Winteranteil: Alpine Lagen als Geheimwaffe!

Der Anteil Winterstrom kann mittels Ausrichtung der Zellen und Standortwahl erhöht werden.

Genug Reserven im Netzzuschlagsfonds!



Dr. Rudolf Rechsteiner

Backup

RICHTLINIE (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018
Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren
Quellen (Neufassung) I

• «Förderregelungen für Energie aus erneuerbaren Quellen

- (1) Die Mitgliedstaaten können Förderregelungen anwenden, um das in Artikel 3 Absatz 1 festgelegte Unionsziel für den Einsatz von erneuerbarer Energie und ihren jeweiligen auf nationaler Ebene festgelegten Beitrag zu diesem Ziel zu erreichen oder zu übertreffen.
- (2) Die Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen haben Anreize für die marktbasierete und marktorientierte Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt zu setzen, wobei unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden und etwaige Systemintegrationskosten und die Netzstabilität zu berücksichtigen sind.
- (3) Förderregelungen von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sind so auszugestalten, dass die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt maximiert wird, und sichergestellt ist, dass die Produzenten erneuerbarer Energie auf die Preissignale des Marktes reagieren und ihre Einnahmen maximieren.
 - Dazu wird bei direkten Preisstützungssystemen Förderung in Form einer Marktprämie gewährt, bei der es sich unter anderem um eine gleitende oder feste Prämie handeln kann.
- Die Mitgliedstaaten dürfen, unbeschadet der für Elektrizität geltenden Binnenmarktvorschriften der Union, für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben Ausnahmen von diesem Absatz vorsehen.
- (4) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise gefördert wird.

RICHTLINIE (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018
Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren
Quellen (Neufassung) II

Die Mitgliedstaaten können in Bezug auf Ausschreibungsverfahren für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben Ausnahmen vorsehen.

Sie können auch den Einsatz von Mechanismen in Erwägung ziehen, die für eine regionale Diversifizierung beim Einsatz von erneuerbarer Elektrizität sorgen, um insbesondere eine kostenwirksame Systemintegration sicherzustellen.

(5) Die Mitgliedstaaten können Ausschreibungsverfahren auf bestimmte Technologien beschränken, wenn eine allen Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen offenstehende Förderregelung angesichts folgender Gründe zu einem suboptimalen Ergebnis führen würde:

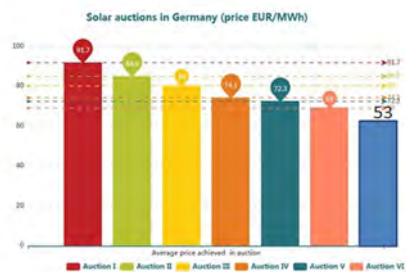
- a) das langfristige Potenzial einer bestimmten Technologie;
- b) die Notwendigkeit einer Diversifizierung;
- c) Netzintegrationskosten;
- d) Netzeinschränkungen und Netzstabilität;
- e) im Fall von Biomasse, die Notwendigkeit Wettbewerbsverzerrungen auf den Rohstoffmärkten zu vermeiden.

(6) Wenn die Förderung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen über ein Ausschreibungsverfahren gewährt wird, stellen die Mitgliedstaaten eine hohe Projektrealisierungsrate sicher, indem sie

- a) nichtdiskriminierende und transparente Kriterien für die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren festlegen und veröffentlichen und genaue Fristen und Regeln für die Projektdurchführung festlegen;
- b) Informationen über frühere Ausschreibungsverfahren, einschließlich der dabei erzielten Projektrealisierungsraten, veröffentlichen.

(7) Damit in Gebieten in äußerster Randlage und auf kleinen Inseln mehr Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, können die Mitgliedstaaten finanzielle Förderregelungen bei Projekten in diesen Gebieten so anpassen, dass die Produktionskosten, die durch die besonderen Umstände — Abgelegenheit und Abhängigkeit von außen — bedingt sind, berücksichtigt werden.»

Ausschreibungen beflügeln Wettbewerb – schrittweise Preissenkungen nachgewiesen



53 Euro / MWh =
5,3 Cents/kWh