# 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

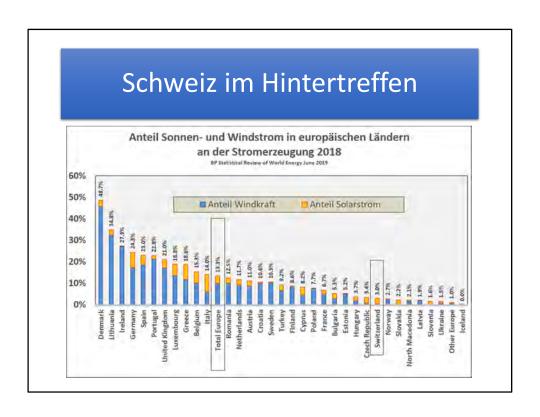
Dozent für Transformation der Energiesysteme an der Uni Basel, Dozent ETHZ <u>rechsteiner@re-solution.ch</u>

# Übersicht

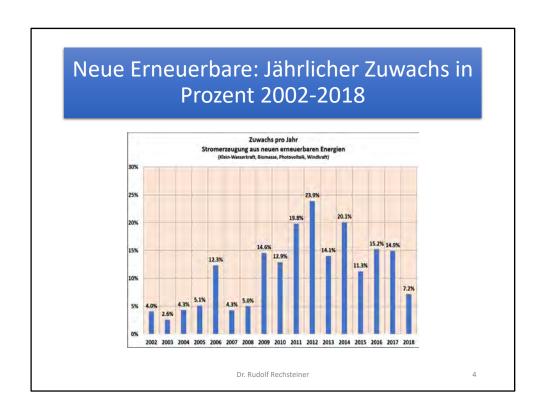
- Wo stehen wir heute?
- Welche Lösungen bleiben übrig und warum genügen Sie nicht?
- Fördereffizienz und Zusatzbedarf
- Massnahmenkatalog

Dr. Rudolf Rechsteiner

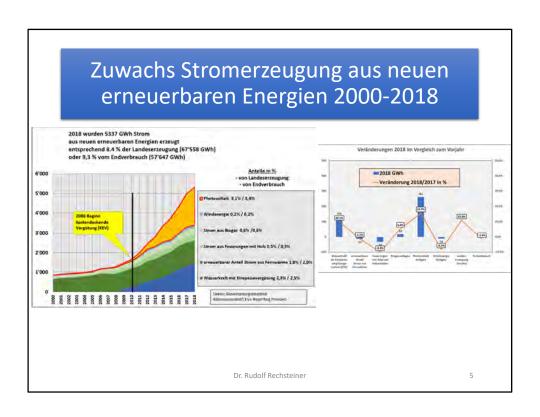
2



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.



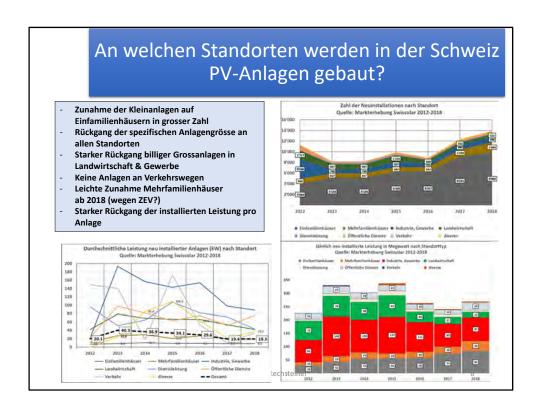
Die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien wuchs 2018 um 7,2 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Dies ist das niedrigste Wachstum seit Inkrafttreten der kostendeckenden Vergütung (2008/2009).



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.

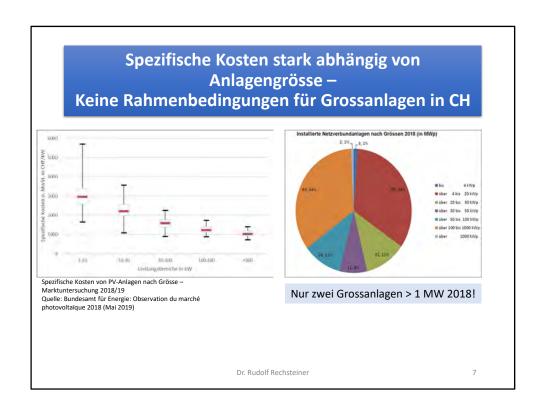


Durch den Rückgang der Kontingente mit Einspeisevergütungen ab 2015 orientierte sich die Dimensionierung der Anlagen zunehmend am Eigenverbrauch.

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 Kleinstanlagen 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.

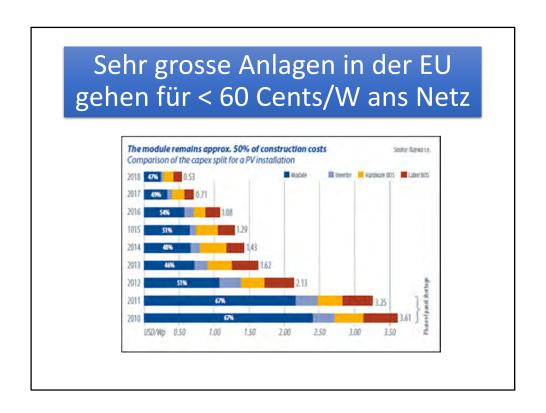


Die Dominanz der Kleinanlagen ist aus Effizienzgründen problematisch.

Spezifische Kosten sind stark abhängig von der Anlagengrösse (BFE Untersu-chung).

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

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

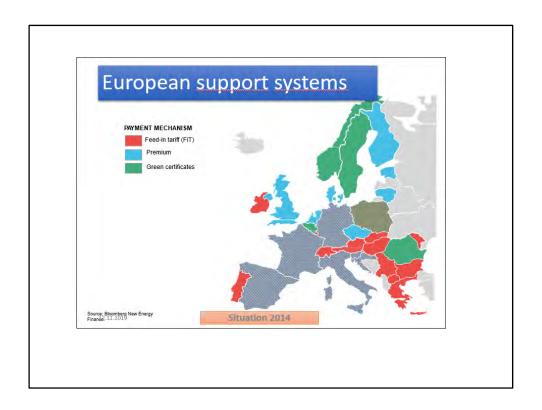


Im benachbarten Ausland gehen neue Solarstromanlagen viel billiger ans Netz. Ganz grosse Anlagen für unter 60 Cents / W, also 600 Euro/kW.

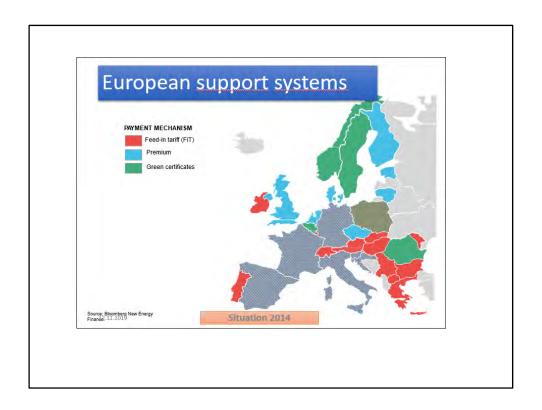


Der Blick über die Grenzen zeigt, wie es anders gehen könnte.

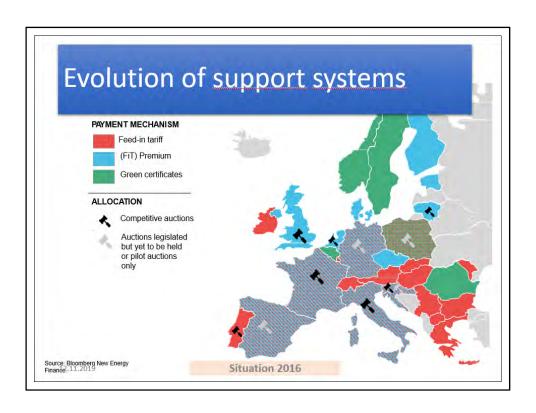
In Deutschland sanken die Vergütungen für Photovoltaik ab 2013 von mehr als 12 €C./kWh auf weniger als 6 €C./kWh (Grossanlagen). Die Zuschlagswer-te aus den Ausschreibungen liegen nur wenig entfernt von den aktuellen Ter-minpreisen für Elektrizität, in der Auktion vom Juni 2019 für Solarstrom bei 5,47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



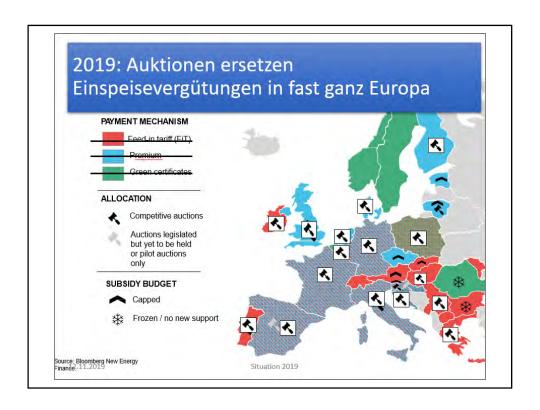
Die Finanzierung von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien hat sich in ganz Europa stark verändert. Beginnend mit Einspeisevergütungen...



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

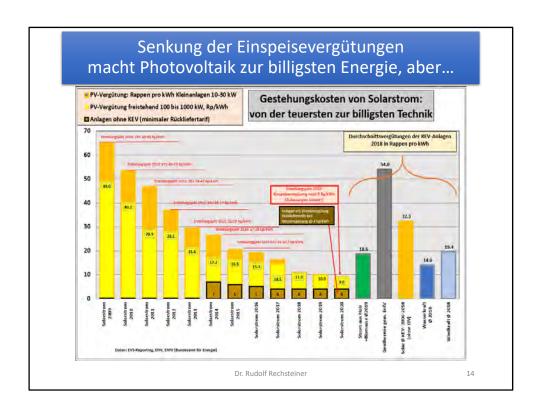


...Wurden Ausschreibungen zuerst getestet...



Und sind heute nahezu flächendeckend appliziert.

Sie eignen sich überall dort auch für die Schweiz, wo wir keine Kostendeckung aus Eigenverbrauch erreichen können.



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 <u>werden keine weiteren Projekte mehr ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen</u>, 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

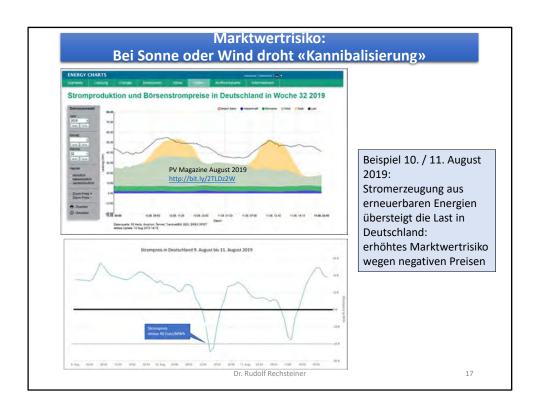
16

#### 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.

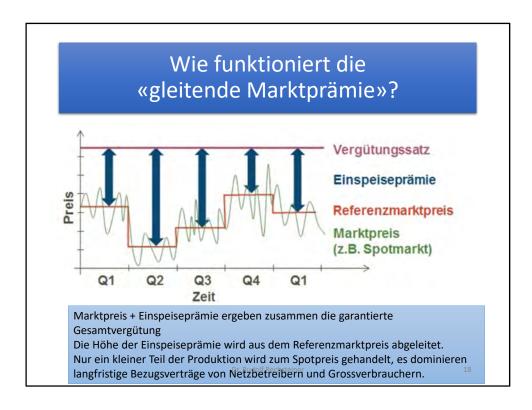
Ausschreibungen sind sinnvoll, wo kein Eigenverbrauch besteht. Sie sind für Investoren nötig, um dem Marktwertrisiko vorzubeugen.



Im wettbewerblichen Strommarkt bestimmt jeweils die teuerste Anlage, die zur Bedarfsdeckung gera-de 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).



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 witterungsbedingten Marktwertrisiko 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 «Marktprämie» (in der Schweiz: «Einspeiseprämie») gutgeschrieben. (Art. 21 EnG)

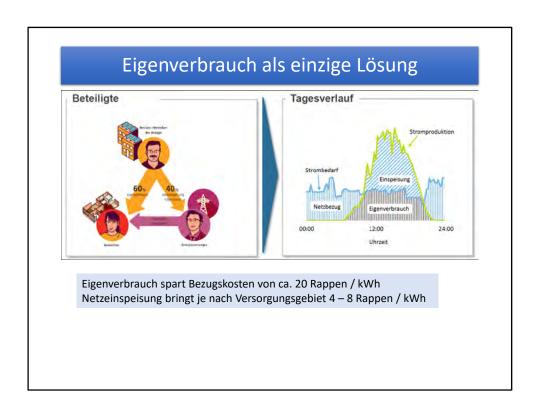
Die Höhe der Vergütung wird heute in Europa meist nicht mehr administrativ festgelegt, sondern mittels Ausschreibungen (Ausnahme: Kleinanlagen). Durch die Verteuerung der  $\mathrm{CO}_2$ -Emissionen im EU-Emissionshandelssystem sind inzwischen auch Grossverbraucher an Direktverträgen für Strom aus Wind- 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.

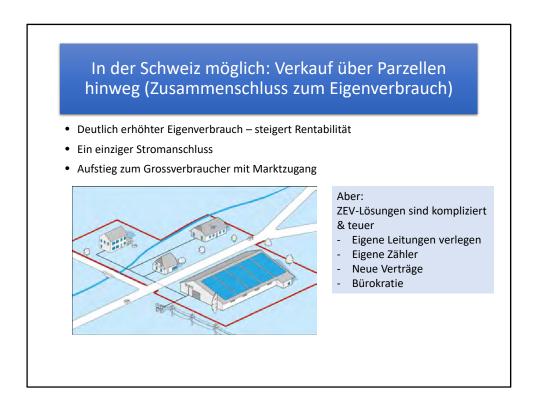
Für Projektentwickler bestehen damit fast keine Perspektiven mehr, neue Kraftwerke zu projektieren. Der Markt wurde vom BFE gestoppt, bevor eine neue Lösung im Parlament gefunden werden konnte. Die Mindestausbauziele im Gesetz werden vom BFE offenbar als Obergrenze interpretiert. Damit entsteht eine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



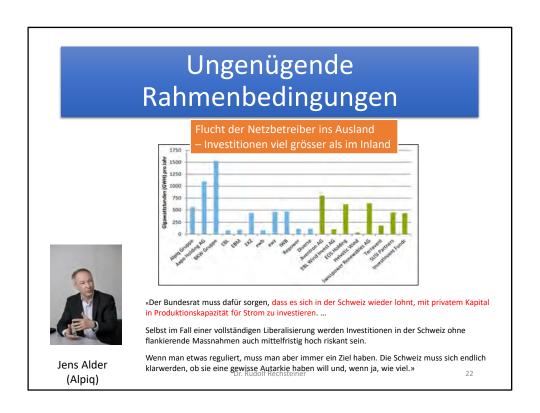
Bis zur angekündigten Einführung von Ausschreibungen bleibt der Eigenverbrauch die einzige Marktnische für neue Projekte.

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

Die Investitionssicherheit bei Netzeinspeisungen ist deutlich schlechter als im Ausland.



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.



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 Rechsteiner

23

Und Importe sind rechtlich in einer Stromversorgungskrise nicht abgesichert. Die "Adäquanzanalysen" der ElCom und des BFE sind Schönwetterszenarien. Die Schweiz hätte Besseres verdient.

# Übersicht

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

Dr. Rudolf Rechsteiner

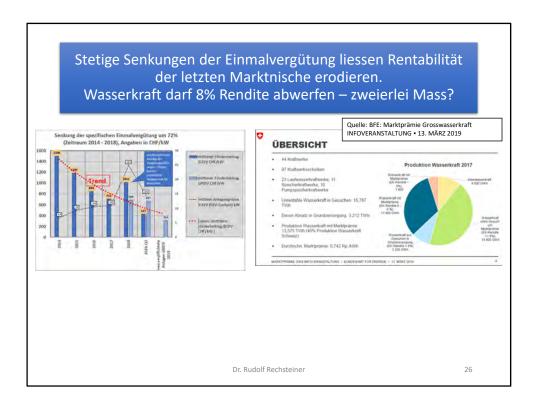
24

#### 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

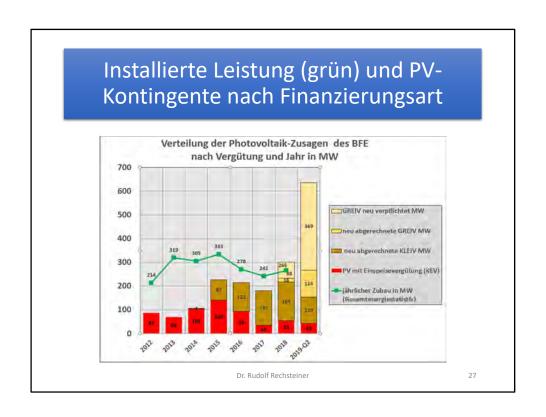
Die Einmalvergütung ist ein Erfolgsmodell, aber mit Lücken.



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.

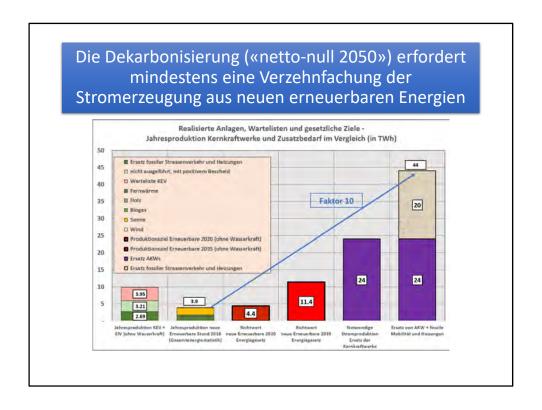
Die Vergütungen für Neuanlagen (Baujahr 2019/2020) werden nochmals tiefer liegen. Mit einer Absenkung der Finanzierungskosten ist zu rechnen, ohne dass die Einmalvergütung immer weiter abgesenkt werden muss. Die 2019 neu verpflichteten Grossanlagen beanspruchen nur noch 314 CHF/kW. Der weitere Abbau 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



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.

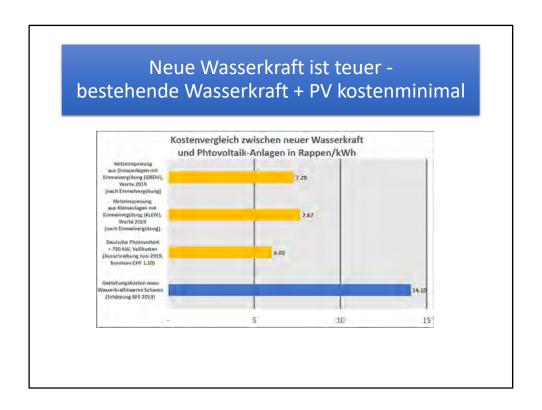
2018 wurde erstmals mehr PV-Stromproduktion nach den gesetzlichen Bestimmungen ausfinanziert als im gleichen Jahr neu zur Anmeldung kam. Bei einem bedeutenden Teil dieser Projekte handelt es sich um Anlagen, die vor Jahren in Betrieb gingen. Die Finanzierung dieser «Altanlagen» ist teurer als von neu 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.



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 wer-den.



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.



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

Dr. Rudolf Rechsteiner

31

# 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

Dr. Rudolf Rechsteiner

32

### Empfehlungen (II)

- Richtwerte anpassen:
  - 26 TWh bis 2035, 45 TWh für 2050
- Einmalvergütung weiterführen und ergänzen:
  - Speicherzuschlag (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%!



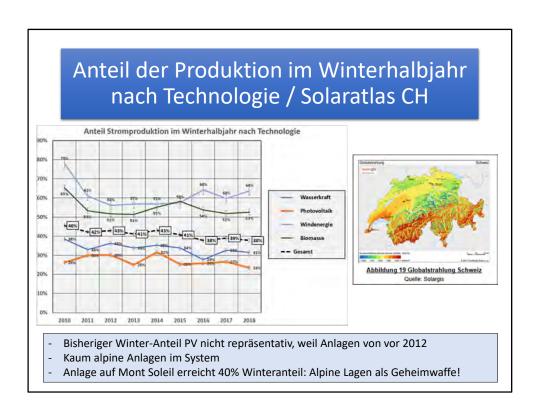
# Empfehlungen (III)

- 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)

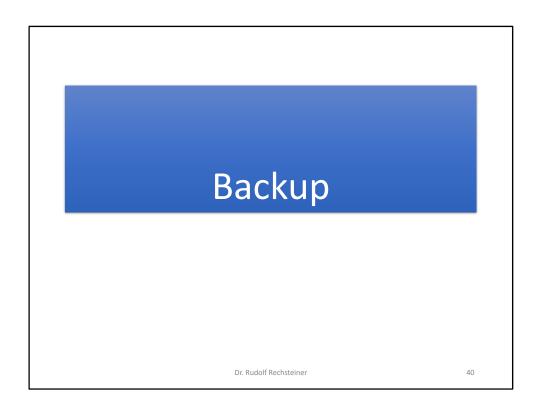
- PV-Stellflächen auf bestehenden Infrastrukturen
  - generelles Nutzungsrecht
  - Verzicht auf Richt- und Nutzungspläne
  - Entwicklung einer Standortvorratspolitik
  - PV-Mantelverträge für Abteilungen des Bundes, der Kantone und der Regiebetriebe
- Fokus Winterstrom
  - Das im Ausland bewährte Konzept 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





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





#### 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 k\u00f6nnen F\u00f6rderregelungen anwenden, um das in Artikel 3 Absatz 1
  festgelegte Unionsziel f\u00fcr den Einsatz von erneuerbarer Energie und ihren jeweiligen auf nationaler Ebene
  festgelegten Beitrag zu diesem Ziel zu erreichen oder zu \u00fcbertreffen.
- (2) Die F\u00f6rderregelungen f\u00fcr Elektrizit\u00e4t aus erneuerbaren Quellen haben Anreize f\u00fcr die
  marktbasierte und marktorientierte Integration von Elektrizit\u00e4t aus erneuerbaren Quellen in den
  Elektrizit\u00e4tssmarkt zu setzen, wobei unn\u00f6tige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizit\u00e4tsm\u00e4rkten zu
  vermeiden und etwaige Systemintegrationskosten und die Netzstabilit\u00e4t zu ber\u00fccksichtigen 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, nichtdiskhinningereinde 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.»

Dr. Rudolf Rechsteiner

42

