

Strommarkt, Strompreis und erneuerbare Energien

Auswirkung einer zunehmenden Marktdurchdringung
erneuerbarer Energien auf den Strompreis –
am Beispiel eines synthetischen
«Strommarkt Schweiz»

Hintergrundbericht zur Cleantech Energiestrategie

Dezember 2014

Dr. sc. nat. Christian Zeyer

Dipl. Ing. ETH Rita Bolliger

swisscleantech

Reitergasse 11

8004 Zürich

swisscleantech.ch

+41 58 580 0808

Einführung

Die Cleantech Energiestrategie von swisscleantech zeigt einen machbaren und wirtschaftlich attraktiven Weg in eine nachhaltige Energiezukunft auf. Dazu gehört eine 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050. Auch die EU möchte ihre erneuerbare Stromproduktion stark ausbauen, was dazu führen wird, dass das Angebot an Wind- und Photovoltaikstrom stark zunehmen wird.

Bereits heute lässt sich in Deutschland beobachten, dass der Ausbau erneuerbarer Energien zu einer Senkung der Strompreise auf den Strommärkten führt, wenn deren Angebot auf Grund meteorologischer Bedingungen gross ist. Nicht regulierbare Anlagen wie Kern- und Kohlekraftwerke werden deshalb zunehmend vom Markt verdrängt werden, was sich negativ auf die Refinanzierung der Investitionskosten auswirken wird. Wenn in Zukunft Einspeisevergütungen für erneuerbare Produktionsanlagen wegfallen werden, sind diese ebenso betroffen. Das Resultat sind mangelnde Finanzierungsanreize und fehlende Investitionssicherheit, worauf Investitionen in erneuerbare Neuanlagen zum Stillstand kommen werden. Eine weitgehend erneuerbare Energieversorgung wird damit verunmöglicht. Daneben können auch Kraftwerke, die zur Ergänzung des erneuerbaren Energieangebotes notwendig wären, über den Energieverkauf nicht direkt refinanziert werden.

Solange der Anteil an Sonnen- und Windenergie am Strommix noch klein ist, gibt es keinen Grund zur Sorge. Es lohnt sich aber, schon heute darüber nachzudenken, wie der Markt in Zukunft gestaltet werden soll, damit der Anteil an erneuerbaren Energien weiter erhöht werden kann. Dabei ist es entscheidend, dass die gefundenen Lösungen möglichst einen freien Markt abbilden, der sich an den vollen Kosten orientiert.

Mit dem vorliegenden Hintergrundbericht zur Cleantech Energiestrategie möchte swisscleantech die Diskussion dieser ernstzunehmenden Entwicklung frühzeitig und proaktiv angehen.

Dabei ist es wichtig festzuhalten, dass es nicht Ziel des Berichts ist, Aussagen über die Versorgungssicherheit zu machen, sondern die Mechanismen zu Preisermittlung und der Kostendeckung eines heutigen Energy-Only-Marktes bei verschiedenen Erzeugermixes und unter Annahme von fixen und variablen Erzeugungskosten zu verstehen. Es wird bewusst darauf verzichtet, den Einfluss von Terminmärkten und Kapazitätsmärkten und dergleichen einzubeziehen, da sie in einem ersten Schritt als subsidiär betrachtet werden.

Der Bericht beinhaltet somit eine Analyse der zu erwartenden Herausforderungen und bietet eine Diskussionsgrundlage für ein zukünftiges Strommarktdesign.

1 Auf den Punkt gebracht	4
2 Das Marktmodell	4
Der synthetische Strommarkt Schweiz	7
Untersuchte Variablen	8
3 Resultate Basisszenario	9
4 Resultate weiterer Szenarien	13
Preisentwicklung bei Abwesenheit von Bandlastkraftwerken	13
Der Effekt einer Lenkungsabgabe auf Methan aus fossilen Quellen	15
Der Effekt der Einbettung in Europa	16
5 Schlussfolgerungen und weitergehende Überlegungen	17
Die Grenzen der Einspeisevergütungen	17
Die Rolle der europäischen erneuerbaren Energien und des Strommarktabkommens	18
Speicherung: altruistische oder egoistische Rolle?	19
Der Zusammenhang zwischen Speicherung und GuD	19
Die Rentabilität von Bandlastkraftwerken und GuD	19
Kapazitätsmärkte	20
Netzkosten	20
Netzstabilität	21
Profitable Marktbedingungen	21
6 Ausblick Der Weg zu einem nachhaltigen Strommarkt	23
7 Anhang Informationen zu den Daten	25
Photovoltaik	25
Wind	25
Wasser	25
Stromverbrauch	25

1 Auf den Punkt gebracht

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen des heutigen Strommarktdesigns wird langfristig eine Preisentwicklung hervorrufen, die für keinen Stromproduzenten von Vorteil ist.

Dafür sind die folgenden vier Eigenheiten des Strommarktes verantwortlich:

- *Das Gut «Strom» ist ohne direkt verfügbaren Speicher äusserst vergänglich: Kann ein Produzent den produzierten Strom nicht absetzen, ist der Strom verloren – und er bedroht allenfalls sogar die Stabilität des Systems.*
- *Die Kurve der kurzfristigen Preiselastizität von Strom ist extrem steil. Bei Überangebot erodieren die Preise im Energy-Only-Markt sehr schnell zu den marginalen Kosten. Werden unflexible Bandlast-Kraftwerke in dieser Situation nicht ausgeschaltet, entstehen sogar negative Preise.*
- *Strom aus Windturbinen und Photovoltaikanlagen weist eine sehr hohe Differenz zwischen den marginalen Kosten und den Vollkosten pro Einheit (inklusive Amortisation) auf.*
- *Die Produktion dieser Anlagen ist an meteorologische Bedingungen geknüpft. Deshalb haben viele Anlagen mit der gleichen Technologie zur selben Zeit die Möglichkeit zu produzieren – oder nicht zu produzieren.*

Aus einem Markt mit oben aufgeführten Charakteristiken und einem hohen Anteil von Strom aus Windturbinen und Photovoltaikanlagen ohne lokalen Speicher resultieren deshalb folgende Problematiken:

- *Oft erodieren die Preise stark, weil sich die Erzeugung aus Photovoltaik und Wind dem Verbrauch annähert oder ihn übersteigt.¹*
- *Mangelsituationen kommen nie dann vor, wenn erneuerbare Anlagen in der Lage wären, zu produzieren.²*
- *Kapitalkosten für Investitionen von Produktionsanlagen können aufgrund fehlender Margen im Energy-Only-Markt nicht gedeckt werden.*

Entspannen kann sich diese Situation nur durch eine Anpassung der Marktregeln oder durch die Entwicklung von kostengünstigen Speichertechnologien bei gleichzeitiger Internalisierung aller Kosten.

Eine Lenkungsabgabe auf fossile Energieträger kann den Preiszerfall zwar verlangsamen, nicht aber ausgleichen. Die Wirkung einer solchen Lenkungsabgabe nimmt ab, je grösser der Anteil an erneuerbaren Energien wird.

Speicherbetreiber wären in der Lage, den Markt auszugleichen, ihre Entwicklung ist aber mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Es muss die Frage gestellt werden, ob nicht vorher neue Lösungen für das Marktdesign gefunden werden müssen.

In einem rein erneuerbaren Markt stellen auch sie keine Lösung des Finanzierungsproblems zur Verfügung.

¹ Subventionen sind nicht die Ursache, nur der Anlass, weshalb heute ein Preiszerfall festgestellt wird.

² zu betrachten ist die Tatsache, dass in Mangelsituationen genügend steuerbare Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden müssen, um eine Mangelsituation zu vermeiden.

Obwohl in diesem Hintergrundbericht ein synthetischer Schweizer Strommarkt untersucht wird, kann das Problem nicht unabhängig vom Europäischen Kontext betrachtet werden. Der Import von Windenergie aus Europa führt aufgrund der Gleichzeitigkeit der Produktion zu einem verstärkten Preiszerfall bei der Schweizer Windenergieproduktion. Gleiches gilt auch für die inländische Photovoltaikproduktion.

Bei Wind- und Photovoltaikanlagen wird der Wegfall von Deckungsbeiträgen an die Investitionskosten durch Einspeisevergütungen zu einem Stopp der Investitionstätigkeit führen, wenn keine neuen Marktregeln etabliert werden. Dieser Effekt ist unabhängig davon, wie schnell die Kosten der erneuerbaren Produktionstechnologien sinken.

Unsere Überlegungen zeigen auch, dass die Problematik der ungenügenden Refinanzierungsmöglichkeit letztlich bei allen Kraftwerkstypen besteht.

Demzufolge ist es wichtig, neue Marktbedingungen und alternative Anreize zu schaffen, die langfristig einem erneuerbaren System gerecht werden können. Diese gilt es schrittweise einzuführen, damit planwirtschaftliche Ansätze vermieden werden können.

Exkurs

Der Merit Order Markt

Im vorliegenden Bericht wird dargestellt, wie sich ein idealer Strommarkt³ verhält, wenn er mit einer zunehmenden Durchdringung von erneuerbaren Energien konfrontiert ist. Dazu ist insbesondere die Eigenschaft interessant, dass ein Markt ohne Beschränkungen⁴ seinen Preis auf Basis der marginalen Kosten (Grenzkosten)⁵ findet.

Ein Markt, der unter der Berücksichtigung marginaler Kosten funktioniert, findet seinen Preis dadurch, dass bei einer gegebenen Nachfrage die Summe der Produktionskosten minimiert ist. Es sind genau jene Produktionsanlagen in Betrieb, deren marginale Kosten kleiner oder gleich sind wie diejenigen der Produktionsanlage, die als letzte und teuerste noch benötigt wird, um den Bedarf zu decken. Dieser Mechanismus führt zu einer Reihenfolge der Stromerzeugung, die Merit Order genannt wird. Der Preis, der am Markt gelöst werden kann, entspricht dann den marginalen Kosten der teuersten Anlage am Markt. Solange der Preis die marginalen Kosten der teuersten Anlage übersteigt, wird ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Ob damit die (jährlichen) Kapital- und Fixkosten gedeckt werden, ist aber nicht garantiert.

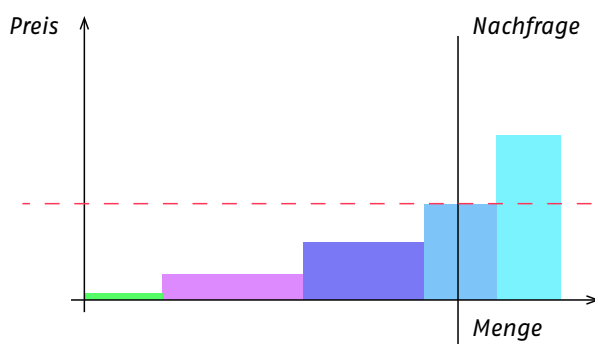


Abbildung 1 – Merit Order Markt

Verschiedene Produktionstechnologien mit unterschiedlichen marginalen Kosten reihen sich ihren Kosten entsprechend auf. Der Preis (rote Linie) wird durch jene Technologie bestimmt, welche gerade noch benötigt wird um die Nachfrage zu decken. Steigt die Nachfrage, kommen zusätzliche Anlagen mit höheren Produktionspreisen zum Einsatz und der Preis steigt. Sinkt die Nachfrage, fällt der Preis erst, wenn die teuerste Anlage nicht mehr benötigt wird.

Für den Stromproduzenten bedeutet dies, dass er solange produziert, wie der erzielte Ertrag grösser ist als die variablen Kosten.⁶ Sinkt der Preis unter diese Grenze, schreibt er mit jeder produzierten Einheit Verlust. Diese Merit Order-Marktsituation wird sich immer dann einstellen, wenn der Markt vollständig transparent ist und eine grosse Anzahl Marktteilnehmer sowohl auf der Produzentenseite wie auf der Konsumentenseite interagieren.

³ Bedingungen: Vollständige Transparenz und grosse Anzahl Marktteilnehmer sowohl auf der Produzenten- als auch auf der Konsumentenseite.

⁴ Es gilt Verbrauch = Erzeugung

⁵ Definition: Marginale Kosten entsprechen den minimalen Kosten, die bei der Produktion einer zusätzlichen Einheit anfallen.

⁶ Definition: Variable Kosten sind definiert durch die Kosten des produktionsnotwendigen Rohmaterials (z.B. Kohle oder Gas) und des Bedienungspersonals. Letzteres kann nicht vollständig angerechnet werden, da Teile dieser Kosten einerseits auch dann anfallen, wenn die Anlage nicht in Betrieb ist, und andererseits Teile der Fixkosten sind.

2 Das Marktmodell

2.1 Der synthetische Strommarkt Schweiz

Um die Auswirkungen einer grösseren Durchdringung erneuerbarer Energien auf die Strompreise analysieren zu können, wird ein Merit Order Markt (siehe Exkurs) mit 5 Produzenten (Photovoltaik (PV), Windkraft, Wasserlaufkraft, Bandlastkraftwerk, Ergänzungskraftwerk) nachgebildet. Wir nennen diesen Merit Order Markt den synthetischen Strommarkt Schweiz.

Er hat folgende Eigenschaften:

- Alle Schweizer Produktions- und Verbrauchsdaten werden in einer 15min-Auflösung verwendet (genauere Angaben siehe Seite 26).
- Die Ergänzungsproduktion (Gas- und Dampfkraftwerk (GuD), etc.) ist unbegrenzt.
- Der Strommarktpreis orientiert sich immer am Produktionspreis der Anlagengruppe, die zum tiefsten Preis den aktuellen Strombedarf abdecken kann (siehe auch Box «Der Merit Order Markt»). Reicht die Anlagengruppe Wind, PV und Wasser aus, um den Bedarf zu decken, werden alle teureren Anlagen aus dem Markt gedrängt und ausgeschaltet (Abbildung 2). Ist der Bedarf grösser, kommen zusätzlich Bandlastkraftwerke zum Einsatz. Die Spitzenlast wird durch GuD-Kraftwerke gewährleistet. Dabei steht GuD stellvertretend für jede Produktionstechnologie, die zu ähnlichen marginalen Kosten produzieren kann.
- Alle Anlagen bieten ihren Strom mindestens zu ihren kurzfristigen marginalen Kosten an. Die kurzfristigen marginalen Kosten sind diejenigen Kosten, die durch das Betreiben der Anlage entstehen. Bei einem GuD sind die marginalen Kosten im Wesentlichen durch die Brennstoffpreise definiert. Wenn immer ein GuD bei einem Strompreis betrieben wird, der tiefer ist als die marginalen Kosten, schreibt der Betreiber einen Verlust. In diesem Fall schaltet er die Anlage aus.

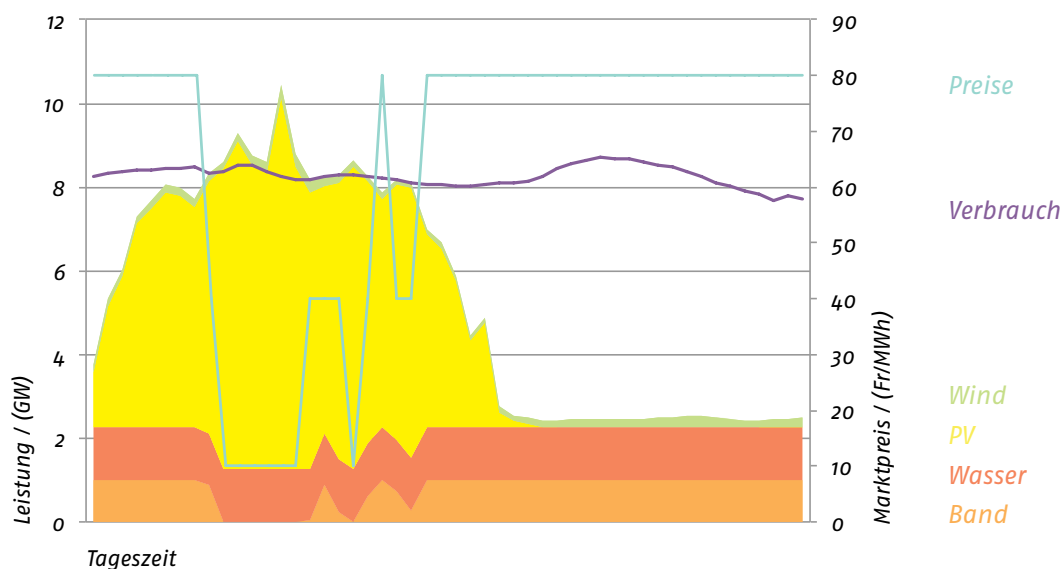


Abbildung 2 – Marktverhalten an einem typischen Tag

Die teuerste noch benötigte Anlage bestimmt den Preis: Am Mittag ist das Angebot an Erneuerbaren gross genug, sodass die Produktion des Bandlastkraftwerks nicht mehr notwendig ist. Die marginalen Kosten der erneuerbaren Energien bestimmen den Preis. Am Abend ist dies das «Ergänzungskraftwerk», z.B. GuD.

Als **marginale Kosten** wurden definiert:

- *Anlagen zur Produktion von Sonnen-, Wind- und Wasserstrom produzieren mit marginalen Kosten von 10 CHF/MWh. Die Kosten für Betriebsmittel (Sonne, Wind, Wasser) sind null. Der Preis von 10 CHF/MWh spiegelt die direkten Betriebskosten wieder, leistet jedoch keinen Deckungsbeitrag an die Investitionskosten.*
- *Für Bandlastkraftwerke werden marginale Kosten von 40 CHF/MWh angenommen. Es gilt festzuhalten, dass ein Bandlastkraftwerk nicht vollständig nach den oben dargestellten Marktregeln funktionieren kann, da eine schnelle Drosselung nicht möglich ist. Im Vor- und Nachlauf sind nur schlechte Wirkungsgrade zu erzielen, was den effektiven Deckungsbeitrag noch einmal verschlechtert. Der Business Case des Bandlastkraftwerks ist deshalb noch einmal ein Stück ungünstiger als hier dargestellt.*
- *Für Ergänzungskraftwerke (z.B. GuD bzw. deren analoger Ersatz) werden marginale Kosten von 80 CHF/MWh angenommen. Auch hier muss festgehalten werden, dass das Anfahr- und Ausschaltprozedere der GuD eigentlich nicht geeignet ist, um schnelle Zyklen zu fahren. Deshalb verschlechtern sich Wirkungsgrad und Kosten stark, wenn keine Bandproduktion möglich ist.*

2.2 Untersuchte Variablen

Mit diesem Marktmodell wurden folgende Variablen untersucht und in Abbildung 3 dargestellt:

- *der Anteil an Produktionspotential aus PV-Anlagen und Windturbinen (x-Achse),*
- *der mittlere Erlös aus den Produktionen (1. y-Achse) und*
- *die Überschussproduktion (2. y-Achse).*

Beim Produktionspotential aus PV-Anlagen und Windturbinen handelt es sich um eine virtuelle Grösse. Es zeigt an wie gross der Anteil der Elektrizität sein könnte, welche durch die beiden Anlagentypen erzeugt werden könnte. Je grösser dieser Anteil, umso grösser ist die Gefahr, dass diese Produktion nicht nachgefragt wird. Diese Grösse wird auf der 2. Y-Achse ausgewiesen.

Der **mittlere Erlös** aus den Produktionen ergibt sich aus der Situation auf dem Merit Order Markt. Ist der Bedarf grösser als das Angebot aus Erneuerbaren und aus Bandkraft (falls vorhanden), gilt der Preis der Ergänzungskraftwerke. Sinkt die Nachfrage oder steigt das Angebot an günstigeren Energien, passt sich der Erlös entsprechend an. Ist das Angebot an erneuerbarer Energie grösser als der Bedarf, wird auch das erneuerbare Angebot prozentual abgeregelt. Alle Einnahmen werden über ein Jahr aufsummiert. Anschliessend wird der Erlös durch die potentiell mögliche Produktion dividiert.

Der so gewonnene mittlere Erlös wird für PV- und Windstrom auf der y-Achse aufgetragen. Er kann direkt mit den mittleren Produktionskosten (vgl. Tabelle 1) verglichen werden, welche sich aus der Summe der Amortisationen, dem (Jahres-)Unterhalt und den marginalen Kosten errechnen. Die überschüssige Produktion bezogen auf die potentielle Produktion, welche auf der 2. y-Achse festgehalten wird, kann in weiteren Überlegungen als Primärenergie für die Speicherung erachtet werden.

3 Resultate Basisszenario

Im Basisszenario wird untersucht, wie sich die Strompreise bei steigendem Wind- und Photovoltaikanteil unter folgenden Rahmenbedingungen entwickeln:

- Ca. 15% Bandlastpotential, d.h. 1 GW Bandlastleistung mit 8760 Volllaststunden
- Verhältnis von Sonnenenergie zu Windenergie von 4:1
- Der Anteil von Wind- und PV-Strom wird bei konstantem Verhältnis schrittweise vergrößert
- Die Differenz zum ausgewiesenen Bedarf wird durch Ergänzungskraftwerke ⁷ gedeckt

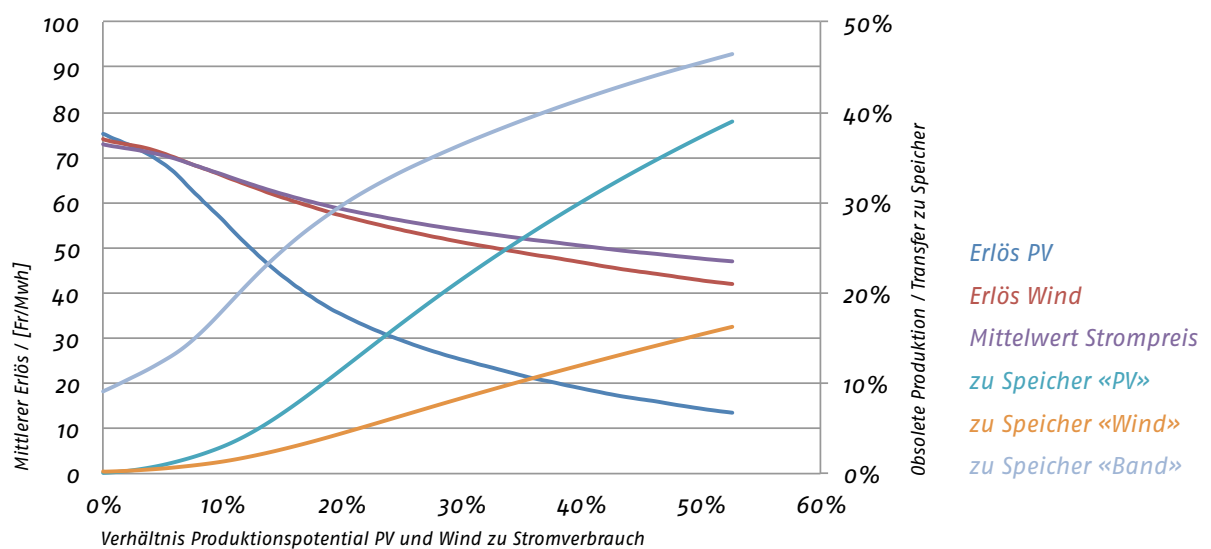


Abbildung 3

Preisentwicklung in einem Merit Order Markt bei steigendem Anteil von erneuerbarem Strom

In Abbildung 3 sieht man, dass die mittleren Erlöse aller Produzenten erodieren, wenn der Anteil an Wind und PV im Produktionsportfolio steigt.

Solange nur ein geringer Anteil erneuerbarer Energien zur Verfügung steht, ist der Erlös pro MWh meistens grösser als die marginalen Kosten. Die Produktion leistet also einen Deckungsbeitrag an die Kostenblöcke Amortisation und Fixkosten.

Bei steigender Menge an erneuerbaren Energien verändert sich dies. Vermehrt treten nun Situationen auf, in denen die erneuerbaren Energien den Preis bestimmen.

Schon bei einem Anteil der Erneuerbaren von 26% liegen die mittleren Erlöse für Wind und PV (Tabelle 1) unter den notwendigen Erlösen, bei denen profitabel produziert werden kann.

⁷ siehe Eigenheiten des synthetischen Strommarkts Schweiz

	PV	Wind
Mittlerer Erlös	28.23 Fr./MWh	53.20 Fr./MWh
Produktionskosten ⁸	97.6 Fr./MWh	89.5 Fr./MWh

Tabelle 1

Mittlerer Ertrag für PV und Wind, bezogen auf das Produktionspotential resp. installierte Potential der Erneuerbaren von 15 TWh = 26%

Schliesslich treten zunehmend Situationen auf, in denen mehr erneuerbarer Strom zur Verfügung steht, als gebraucht wird. Im vorliegenden Modell wird dieser Strom zu 0 CHF/MWh vernichtet⁹.

Der Hauptgrund für die erodierenden Preise sind demnach die tiefen Grenzkosten der an meteorologische Bedingungen geknüpften erneuerbaren Energien.

Jahresperiode	PV	Wind
1/8 (Winter)	0%	0%
2/8 (Frühling)	4%	1%
3/8 (Frühling)	20%	10%
4/8 (Sommer)	28%	17%
5/8 (Sommer)	33%	22%
6/8 (Herbst)	18%	7%
7/8 (Herbst)	3%	1%
8/8 (Winter)	0%	0%

Tabelle 2 – Prozentualer Anteil von produzierter Energie in Situationen, in denen die Marktpreise unter oder bei den marginalen Kosten der jeweiligen Energiequelle liegen (installiertes Potential Erneuerbare 15 TWh = 26%) in 1/8 des Jahres, beginnend mit dem Jahreswechsel.

Betrachtet man die zeitliche Verteilung der Überschussproduktion der Bandlastkraft über das Jahr hinweg (vgl. Tabelle 2, hier bei 15 TWh Erneuerbare), sieht man, dass im Winter kaum Abschaltungen erfolgen, im Frühling, Sommer und Herbst jedoch stets mehr als 10% der Bandlastkraft nicht kostendeckend abgesetzt werden kann. Dies ist bereits bei einem Anteil von 0% Erneuerbare der Fall (vgl. Tabelle 3, «zu Speicher Band»). Es handelt sich dabei um Nachtsituationen, in denen – unter den getroffenen Annahmen – die Wasserkraft bereits eine ausreichende Produktion zu tiefen marginalen Kosten erzeugt, sodass ein Bandlastkraftwerk mit vergleichsweise hohen marginalen Kosten von 40 CHF/MWh damit nicht konkurrieren kann. Diese Phasen der fehlenden Profitabilität sind insbesondere deshalb einschneidend, weil sie täglich stattfinden und damit der Produktionscharakteristik eines Bandlastkraftwerks nicht gerecht werden. Die Bandlastproduktion könnte somit halbjährlich erfolgen, insbesondere wenn zusätzlich

⁸ gemäss Agora Erzeugungskostenrechner 2013, Solaranlage Privatdach, untere Schätzung sowie Windanlage untere Schätzung (2000 Vollaststunden)

⁹ Bemerkung: Auf die Einführung von negativen Strompreisen wurde verzichtet, da diese die Resultate noch einschneidender werden lassen, an den grundsätzlichen Effekten aber nichts verändern würden.

angenommen wird, dass gewisse Kapazitäten durch eine Kurzfristspeicherung verlagert werden könnten (siehe auch Seite 11 und ab Seite 19).

Diese saisonale Steuerung könnte die wirtschaftliche Situation von abgeschriebenen Bandkraftwerken deutlich verbessern. Neue Anlagen werden sich aber trotzdem kaum refinanzieren können.

Höhere Erlöse erzielen ausschliesslich flexible Anlagen, in diesem Fall die GuD, da sie zu Zeiten hoher Preise produzieren können und zu Tiefpreisen nicht in Betrieb sind.

<i>Periode</i>	<i>Preise</i>
<i>Jahr</i>	<i>55 Fr./MWh</i>
<i>1/8 (Winter)</i>	<i>80 Fr./MWh*</i>
<i>2/8 (Frühling)</i>	<i>71 Fr./MWh</i>
<i>3/8 (Frühling)</i>	<i>47 Fr./MWh</i>
<i>4/8 (Sommer)</i>	<i>24 Fr./MWh</i>
<i>5/8 (Sommer)</i>	<i>19 Fr./MWh</i>
<i>6/8 (Herbst)</i>	<i>47 Fr./MWh</i>
<i>7/8 (Herbst)</i>	<i>74 Fr./MWh</i>
<i>8/8 (Winter)</i>	<i>80 Fr./MWh*</i>

**(= marginale Kosten GuD)*

*Tabelle 3 – Entwicklung Marktpreis im Jahresverlauf
(installiertes Potential Erneuerbare 15 TWh = 26%)*

Betrachtet man die mittleren Marktpreise Tabelle 3, zeichnet sich ein Preiszerfall im Sommer ab, während im Winter der mittlere Strompreis den marginalen Kosten der GuD entspricht (80 CHF/MWh). Auch flexible Anlagen erwirtschaften somit keine Deckungsbeiträge an die Investitionskosten.

Abbildung 3 zeigt auch, dass mit zunehmender Menge an erneuerbaren Energien die Zeiten zunehmen, in denen Überschüsse produziert werden. Überschusssituationen dauern oft nur wenige Stunden, gefolgt von Zeiten mit knappem Angebot. Der Bedarf an Speicherlösungen erscheint daher naheliegend.

An der aktuellen Marktsituation wird der Einsatz von Speicherkraftwerke jedoch wenig ändern können. Sollten sich die Betreiber von unflexiblen Bandkraftwerken oder erneuerbaren Energien¹⁰ entschliessen, Speicherkraftwerke zu betreiben um erstere quer zu finanzieren, könnten sie gemäss Modell höchstens einen Deckungsbeitrag von 80 CHF/MWh erwirtschaften, da die marginalen Kosten der GuD den maximalen Marktpreis bestimmen. Wird davon ausgegangen, dass die Produktionskosten für Speicherkraftwerke 40 CHF/MWh betragen und die Kosten für den Einkauf von Speicherstrom zu Überangebotszeiten bei 10 CHF/MWh, also bei den marginalen Kosten der Erneuerbaren liegt, beträgt der Erlös aus der Speicherung maximal 30 CHF/MWh.

Eine Transferzahlung in Höhe von 30 CHF/MWh wäre zu gering, um die fehlende Rendite der erneuerbaren Energien auszugleichen. Ausserdem werden diese Gewinne sinken, sobald die Produktionskapazitäten der Speicher den Markt bestimmen.

¹⁰ Erneuerbare Energien und Bandkraft werden um die Möglichkeit, Deckungsbeiträge durch Speicherung zu erwirtschaften, rivalisieren. Da die Erneuerbaren tiefere variable Kosten haben, werden sie eher in der Lage sein, Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, als Bandlastkraftwerke.

Erst wenn die marginalen Kosten der Ergänzungskraftwerke z.B. durch eine Lenkungsabgabe oder eine Verknappung steigen, ändert sich die Situation. Insgesamt muss daher festgehalten werden, dass es aus Sicht eines Investors keinen Grund gibt, im heutigen Marktumfeld in ein Kraftwerk zu investieren.

Für einige Stromkonsumenten ist das dargestellte Szenario allerdings attraktiv: Im Vergleich zu einem Referenzpreis von 80 CHF/MWh ergibt sich in dieser Marktsituation auf der Konsumenten-seite eine Kosteneinsparung von 1 Mia CHF/J. Diese wird allerdings durch die auftretenden Mehrkosten der KEV kompensiert. Gewinner sind also jene Konsumenten, die von der KEV befreit sind. Der Ausbau der neuen Erneuerbaren und der damit verbundene Preiszerfall führen damit paradoxerweise zur Bevorteilung von energieintensiven Konsumenten.

Fazit

Unter den getroffenen Annahmen kann bei einem wachsenden Anteil an Wind- und Sonnenenergie im heutigen Marktmodell¹¹ keine Produktions-technologie wirtschaftlich betrieben werden.

Bandlastkraftwerke leiden unter ihrer Inflexibilität. Die Erneuerbaren Energien leiden darunter, dass ihre Produktion an die meteorologischen Bedingungen geknüpft ist.

Bei zunehmender Marktdominanz der Erneuerbaren nehmen Situationen überhand, bei denen die marginalen Kosten der Erneuerbaren den Preis definieren.

Insgesamt ergibt sich kein Anreiz, in irgendwelche neuen Kraftwerke zu investieren.

Ausgenommen ist die Produktion aus Speicher, allerdings sind auch dort die Erlöse minimal.¹²

¹¹ Gratisnetz ohne Engpässe, Energy-Only-Markt

¹² Es gilt festzuhalten, dass dieses Resultat von der Frage einer Einspeisevergütung unabhängig ist und ausschliesslich auf die hinterlegten Marktregeln zurückzuführen ist.

4 Resultate weiterer Szenarien

4.1 Preisentwicklung bei Abwesenheit von Bandlastkraftwerken

Ausgehend vom Basisszenario wird untersucht, wie sich die Preisentwicklung verändert, wenn kein Bandlastkraftwerk zur Verfügung steht.¹³

Oft wird behauptet, Bandlastkraftwerke würden den erneuerbaren Energien den Markt zerstören. Die Resultate des Basisszenarios deuten eher darauf hin, dass die Erneuerbaren für die Bandlastkraftwerke zu einem Problem werden. Abgeschriebene Bandlastkraftwerke können zwar im Winter – bei der gegebenen Situation und einem Verhältnis Wind zu Sonne von 1:4 – ökonomisch betrieben werden. Neue Kraftwerke können jedoch kaum Deckungsbeiträge für die Investitionen erwirtschaften. Um zu untersuchen, inwiefern die Erneuerbaren durch Bandlastkraftwerke negativ beeinflusst werden, wird im vorliegenden Szenario der Parameter «Leistung Bandlastkraftwerk» auf Null gesetzt und das daraus resultierende Verhalten des Marktes analysiert.

Das Resultat (Abbildung 4) demonstriert, dass der Effekt der Bandlastkraftwerke nur gering ist.

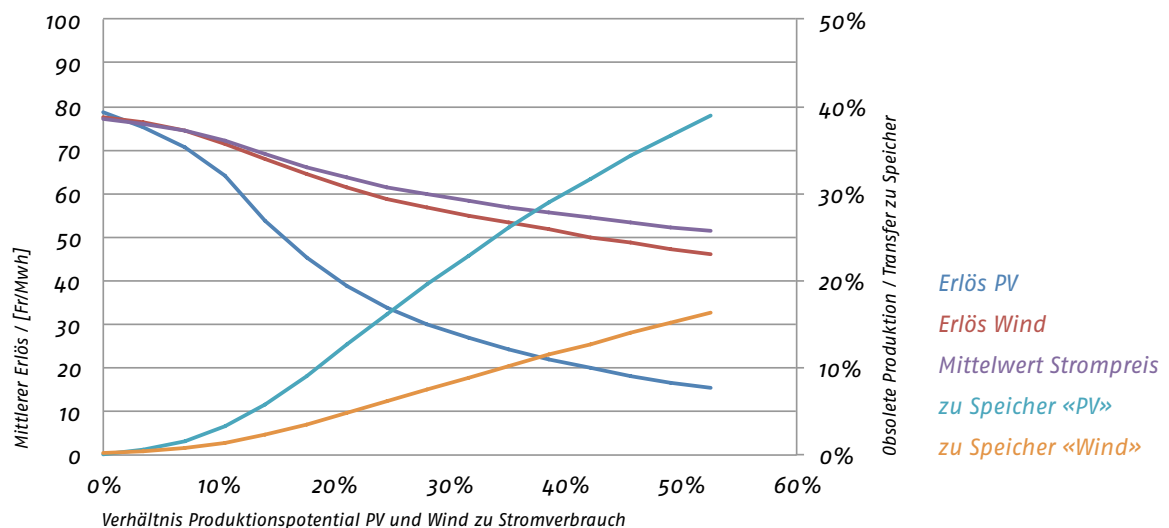


Abbildung 4 – Preisentwicklung in einem Merit Order-Markt bei steigendem Anteil von erneuerbarem Strom. Kein Anteil Bandlastpotential, 46% Wasserkraftpotential, Restproduktion mittels GuD. Verhältnis PV zu Wind fix 4:1.

Ein oberflächlicher Vergleich von Abbildung 3 und Abbildung 4 (Basisszenario) zeigt aber nur die halbe Wahrheit. Der Wegfall der Bandlastkraftwerke führt dazu, dass deren Energieproduktion zu einem beträchtlichen Teil durch Ergänzungskraftwerke ersetzt wird und nur zu einem geringen Teil durch Erneuerbare.

¹³ Abwesenheit von Kernenergie, importiertem Kohlestrom oder ähnlichem. Alle anderen Parameter sind identisch.

Will man eine erneuerbare Energieversorgung realisieren, müsste die wegfallende Bandenergiekraft durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Zu diesem Zweck wurde berechnet, welcher mittlere Preis erwirtschaftet werden könnte, wenn der Strom der Bandlastkraftwerke vollständig durch eine höhere erneuerbare Produktion ersetzt würde¹⁴,¹⁵. Die Differenz zwischen den mittleren Erlösen der PV-Anlagen mit und ohne Bandkraft bei vergleichbarer Stromproduktion aus Ergänzungskraftwerken wird in Abbildung 5 dargestellt.

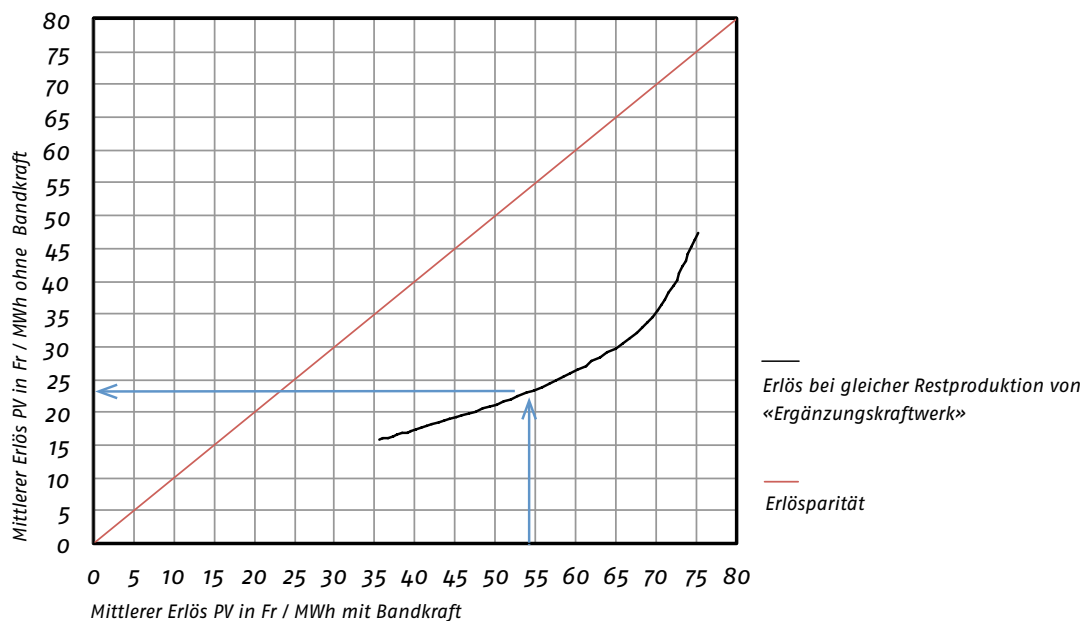


Abbildung 5 – Vergleich der mittleren Erträge der PV-Anlagen bei Anwesenheit von 1 GW Bandkraft und ohne Bandkraft. Annahme: Der Ausfall der Bandlastkraftwerke wird vollständig durch nachfragegerecht produzierte, erneuerbare Energie ersetzt. Man sieht deutlich, dass bei rein erneuerbarem Ersatz der mittlere Erlös tiefer ist. Betrachtet man den resultierenden mittleren Erlös der PV-Produktion in einem System mit Bandlastkraftwerk z.B. bei einem Wert von 55 CHF/MWh, dann entspricht dieser Wert dem mittleren Erlös von 24 CHF/MWh in einer Situation ohne Bandlastkraftwerk aber mit der gleichen Restproduktion aus den Ergänzungskraftwerken.

Abbildung 5 zeigt, dass in einem Energiesystem, in welchem Erneuerbare die Bandkraft ersetzen, die Erlöse für Photovoltaik deutlich tiefer ausfallen. Ähnliches kann für die anderen erneuerbare Technologien gezeigt werden. Dieser Preiserfall ist vor allem auf die gleichzeitige Produktion aus erneuerbaren Energiequellen zurückzuführen, wodurch das Angebot an nicht nutzbarem Strom steigt.

Fazit

In einem Markt ohne Bandlastkraftwerke scheint sich die Situation nur auf den ersten Blick zu entschärfen. Mit dem Wegfall der Bandlastkraftwerke fällt deren Produktion auch dann aus, wenn die Erneuerbaren aus meteorologischen Gründen nur eine geringe Produktion aufweisen können. Mehr Erneuerbare bringen so kaum eine Entlastung.

¹⁴ Also: geforderte erneuerbare Produktion = Bedarf – gleiche Menge Strom aus Ergänzungskraftwerken – dies zur jeweils durch den Markt nachgefragten Zeit.

¹⁵ Die Beziehung zwischen der Bezugsmenge aus Ergänzungskraftwerken und dem resultierenden mittleren Ertrag für PV wurde in einer Polynomfunktion 4. Ordnung approximiert. Mit dieser Funktion kann man für alle Resultate des Basisszenarios den korrespondierenden Preis der vergleichbaren Situation in Abwesenheit der Bandlastkraftwerke bestimmen.

4.2 Der Effekt einer Lenkungsabgabe auf Methan aus fossilen Quellen

Interessant ist es, zu untersuchen, wie sich der Strommarkt verhält, wenn der Preis für die Ergänzungskraftwerke nicht bei 80 CHF/MWh, sondern bei 160 CHF/MWh liegt¹⁶. Diese Verdoppelung entspricht einer deutlichen Preissteigerung von Gas oder einer CO₂-Abgabe von etwa 190 CHF/t CO₂¹⁷.

Wie in Abbildung 6 ersichtlich, ist der Unterschied im mittleren Erlös – unter Einbezug einer Lenkungsabgabe auf die erneuerbaren Energien – nur dann von grosser Bedeutung, wenn der Anteil an Erneuerbaren relativ klein ist. Sobald ihr Anteil zunimmt, findet der Preiszerfall etwas gebremst, aber in ähnlichem Ausmass wie ohne Lenkung statt. Die Windenergie, welche einen grossen Teil der Produktion im Winter ausmacht und deshalb – bezogen auf schweizerische Verhältnisse – selten preisbestimmend ist, profitiert relativ stark von den hohen Preisen für Strom aus GuD. Bei der Photovoltaik zerfällt der Preis etwa gleich stark wie im Basisszenario und landet bei ca. 20 CHF/MWh, was keine rentable Produktion ermöglicht.

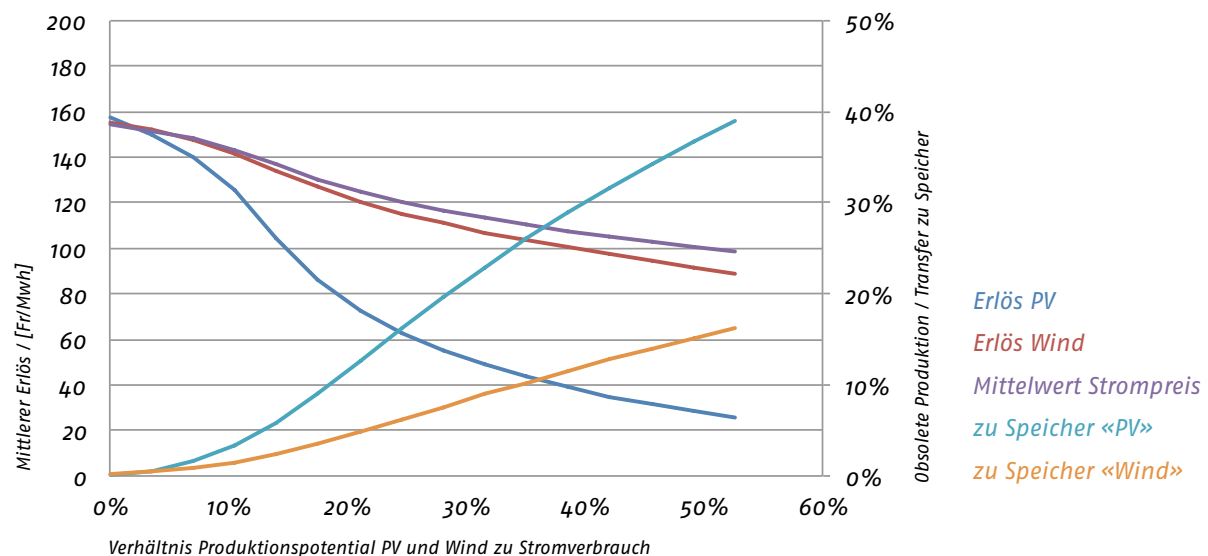


Abbildung 6 – Preisentwicklung in einem Merit Order-Markt bei steigendem Anteil von erneuerbarem Strom. Kein Anteil Bandlastpotential, 46% Wasserkraftpotential, Restproduktion mittels GuD. Verhältnis PV zu Wind Fix 4:1, Marginal Cost der GuD bei 160 CHF/MWh

Fazit

Eine Lenkungsabgabe auf fossile Energieträger kann den Preiszerfall verlangsamen. Die Wirkung nimmt allerdings ab, je grösser der Anteil an erneuerbaren Energien wird.

¹⁶ Ausgegangen wird dabei von einem Setting ohne Bandlastkraftwerke (vgl. Kapitel 3.1), einzige Veränderung: Die marginalen Kosten der ergänzenden GuD-Kraftwerke liegen neu bei 160 CHF/MWh

¹⁷ Gemäss <http://www.co2-emissionen-vergleichen.de/Stromerzeugung/CO2-Vergleich-Stromerzeugung.html> 428 kg CO₂/MWh; 80 CHF/MWh würden also rund 190 CHF/t CO₂ entsprechen

4.3 Der Effekt der Einbettung in Europa

Mit dem vorhandenen Datenmaterial lässt sich nur die Strominsel Schweiz analysieren. Wird der Fokus auf Europa gelegt, müsste der Anteil Windkraft wesentlich höher sein. Ausserdem sind die Betriebsstunden von Windkraftwerken in den windexponierten Ebenen des nördlichen Europas deutlich höher – es können bis zu 2700 Volllaststunden erreicht werden. Der grosse Teil der Produktion erfolgt im Winter, sodass der Strompreis im Winter aufgrund der Windkraft-Überproduktion ähnlich zerfallen wird wie der Strompreis im Sommer aufgrund der sommerlichen PV-Überproduktion.

Anhand von Abbildung 7 lässt sich ein erster Eindruck gewinnen, welchen Effekt eine Steigerung des Windproduktionsanteils bei gleichzeitiger, steigender Marktsättigung mit Erneuerbaren Energien auf die Erlöse hätte¹⁸. Es ist deutlich sichtbar, dass in dieser Situation vor allem der Erlös aus der Windenergieproduktion sinkt, während der Preiszerfall bei der PV-Produktion in etwa gleich bleibt. Offensichtlich ist die Gleichzeitigkeit von Wind und Sonne zumindest im vorhandenen Datensatz nicht gegeben.

Berücksichtigt man zudem das im Vergleich zur Schweiz bereits wesentlich grössere, realisierte Produktionspotenzial von PV in Europa, kann davon ausgegangen werden, dass auch die Schweizerischen PV-Produzenten nach Ende der Einspeisevergütungszeit auf einen Markt treffen werden, der bereits wesentliche Anzeichen des Preiszerfalls aufweist.

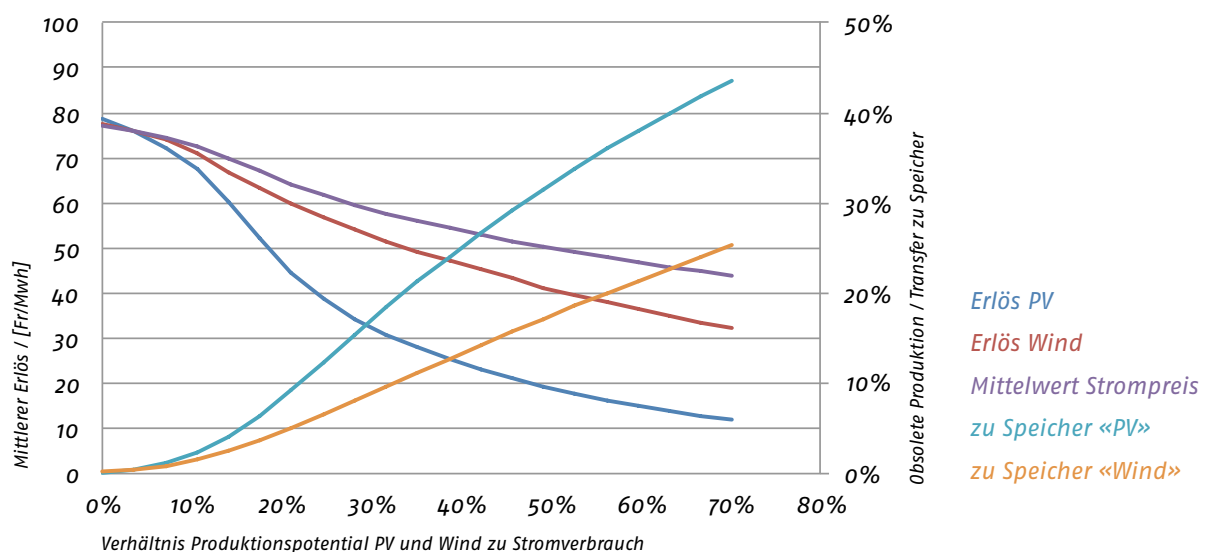


Abbildung 7 – Preisentwicklung in einem Merit Order-Markt bei steigendem Anteil von erneuerbarem Strom. Kein Anteil Bandlastpotential, 46% Wasserkraftpotential, Restproduktion mittels GuD. Verhältnis PV zu Wind Fix 3:2, Grenzkosten der GuD bei 80 CHF/MWh.

Fazit

Der Import von Windenergie aus Europa wird aufgrund der Gleichzeitigkeit der Produktion zu einem verstärkten Preiszerfall bei der Schweizer Windenergieproduktion führen. Ähnliches ist für die Erlöse aus PV-Anlagen zu erwarten.

¹⁸D.h. das absolute Produktionspotential von PV wächst mit gleicher Rate wie bisher, zusätzlich dazu steigt aber auch das Angebot an Windenergie stärker an. Endpunkt: gleiche Menge an PV-Strom wie in allen andern Szenarien.

5 Schlussfolgerungen und weitergehende Überlegungen

Die in diesem Bericht dargestellten Simulationen zeigen, dass die Investitionstätigkeit sehr bald zum Erliegen kommen wird, wenn bisherige Marktmechanismen in Zukunft weiter angewendet werden. Ohne Finanzierungsbeihilfen ist im heutigen Strommarktmodell die Diskrepanz zwischen den für die Refinanzierung der Investitionskosten notwendigen Einnahmen und den marginalen Kosten zu gross und kann nicht überbrückt werden.

Wie die Simulationen zeigen, ist dabei die zeitliche Koppelung der Anlagen, welche mit vergleichbarer Technologie produzieren, Ursache für den Preiszerfall und deshalb systemimmanent. Der Energy-Only-Markt führt längerfristig zu einem Preis von gegen Null, der die Kapital- und Unterhaltskosten eines einzelnen Kraftwerks nie decken wird. Wenn die erneuerbaren Energien einen signifikanten Anteil an der Stromproduktion übernehmen sollen, muss deshalb darüber nachgedacht werden, wie die fehlenden Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden könnten. Dabei gilt es, kluge Anreize, Marktregeln und -produkte zu schaffen, welche marktwirtschaftliche Preise erzielen und mit denen Betriebs- sowie Kapitalkosten gedeckt werden können.

Oft wird argumentiert, dass die Erneuerbaren dank Preiszerfall in absehbarer Zeit günstigere Vollkosten aufweisen werden als jede andere Stromerzeugungstechnologie. Aus Sicht der Gesamtproduktionskosten stimmt diese Aussage vor allem dann, wenn auch die externen Kosten einer Technologie mitberücksichtigt werden. Demnach dürfte es aus volkswirtschaftlicher Sicht am günstigsten sein, auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zu setzen.

Daraus darf aber nicht abgeleitet werden, dass die Entwicklung der Erneuerbaren zum Selbstläufer werde. Die vorliegenden Simulationen zeigen, dass die Refinanzierung die grosse Herausforderung ist.

5.1 Die Grenzen der Einspeisevergütungen

Die nachfolgenden Überlegungen beziehen sich auf langfristige Handlungsmöglichkeiten. Ein kurzfristiger Handlungsbedarf besteht in der Schweiz nicht.

Sinnvolle Förderkonzepte bei hohen Durchdringungsraten von erneuerbaren Energien fehlen heute weitgehend. Es kann argumentiert werden, dass mit der kostendeckenden Einspeisevergütung ein erprobtes Vehikel vorhanden sei, um die Förderung der Erneuerbaren voranzutreiben. Die in diesem Bericht vorgenommenen Berechnungen können jedoch dahingehend interpretiert werden, dass eine signifikante Erhöhung der Summe aller – im Rahmen von Einspeisevergütungen gesprochenen – Gelder gleichzeitig zu tieferen Strompreisen führt, die ihrerseits eine weitere Erhöhung der Vergütungen nötig machen würde.

Allerdings schafft die KEV keinen Anreiz, dafür zu sorgen, dass Produktion und Verbrauch zeitlich optimal synchronisiert werden. Jede kWh Strom wird zum gleichen Tarif abgenommen – unabhängig davon, ob sie nachgefragt wird oder nicht. Die Gleichzeitigkeit der Produktion, welche als Ursache für den Preiszerfall identifiziert werden konnte, wird mit der KEV nicht adressiert. Unterschiedliche Orientierungen bei PV-Anlagen und Speichermöglichkeiten könnten den Preiszerfall bremsen, weil sie die Gleichzeitigkeit reduzieren. Mittels angepasster Markt- und Regulierungsregeln müssen Anreize dahingehend gesetzt werden, dass die regionalen Produktionskosten gemeinsam mit den Speicher- und Netzkosten über das Jahr minimiert werden.

Auch das in einigen Ländern eingesetzte Quotenmodell, bei dem die Stromlieferanten zu einem gewissen Anteil Strom aus Erneuerbaren verpflichtet werden, kann das Problem der Gleichzeitigkeit der Produktion aus nicht regelbaren Erneuerbaren nicht lösen. Das Quotenmodell adressiert das zugrundeliegende Problem des Strommarktdesigns ebenso wenig wie die KEV.

Bei beiden Ansätzen zerfällt der Strompreis und die parallel bezahlten Entschädigungen steigen an, und werden zur wesentlichen Quelle für die Finanzierung der Anlagen. Die Steuerung des Zubaus wird so dem Markt weitgehend entzogen.

Wird nur der Tarif oder die Quote dem tatsächlichen Bedarf angepasst und gleichzeitig Produktion, die nicht nachgefragt wird, auch nicht mehr entschädigt, wird mittelfristig der Investitionsanreiz ausbleiben.

Diese Aussage betrifft insbesondere grosse Anlagen, auch aufgrund der aktuellen Regeln für die Abgeltung der Netzkosten.

Bei kleinen Anlagen präsentiert sich die Situation anders. Wenn Klein-Produzenten weiterhin nicht direkt von den Preisschwankungen betroffen sind und zudem beim Eigenverbrauch keine Netzentschädigung ausrichten müssen, besteht nach wie vor ein Anreiz zum Ausbau solcher Anlagen zum Eigenverbrauch. Dies könnte dazu führen, dass vor allem kleine und kleinste PV-Anlagen gebaut werden, während die Investitionen in grosse Anlagen zum Erliegen kommen. Da die Investitionskosten der kleinen Anlagen deutlich höher sind, wäre das volkswirtschaftlich nur bedingt sinnvoll.

5.2 Die Rolle der europäischen erneuerbaren Energien und des Strommarktabkommens

Strommärkte können nicht isoliert betrachtet werden. Das heisst wir müssen die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa in unsere Betrachtungen miteinbeziehen. Es ist anzunehmen, dass die Schweiz mit Europa ein Strommarktabkommen abschliessen wird. Wenn Europa – wie beabsichtigt – das 20/20/20 Ziel¹⁹ umsetzt, wird das Angebot von Wind- und PV-Strom auf dem europäischen und somit auch auf dem Schweizer Markt stark zunehmen. Schon bald könnten deshalb die Margen weiter erodieren. Bei vertraglich festgelegter Einspeisevergütung und sinkendem Erlös aus dem Strommarkt ist somit davon auszugehen, dass die Ausschüttungen aus dem KEV-Topf zunehmen werden. Ein Ausstieg aus der Förderung ist deshalb mittelfristig nicht realistisch.

Gleichzeitig darf nicht vergessen werden, dass die Kosten der KEV, der Strompreis und die volkswirtschaftlichen Kosten in unterschiedliche Richtungen weisen. Wie oben dargestellt, werden die volkswirtschaftlichen Kosten von den effektiven Produktionskosten inkl. Amortisation bestimmt, während der Strompreis auf Grundlage der marginalen Kosten festgelegt wird. Die Lücke zwischen marginalen Kosten und effektiven Produktionskosten mittelt sich in einer volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung deshalb letztlich aus. Sie könnte aber betriebswirtschaftlich entscheidend sein, wenn es darum geht, ob in eine Anlage investiert wird oder nicht.

Je grösser die Differenz zwischen den marginalen Kosten und den effektiven Produktionskosten ist, desto eher entstehen Fehlanreize, weil der ungedeckte Anteil der Kosten steigt. Da diese Diskrepanz bei den Erneuerbaren besonders gross ist, ist es möglich, dass sich ein erneuerbares Energiesystem gegen ein fossiles nicht durchsetzt, obwohl es volkswirtschaftlich günstiger wäre. Diese Anreizregulierung ist ein klassisches Marktversagen.

Zudem gilt es zu berücksichtigen, dass unser Strompreis auch durch die Förderprogramme der EU beeinflusst wird. Sinkt der Strompreis an den europäischen Strombörsen, sinken auch die Kosten für den Stromeinkauf in der Schweiz. Da der Zubau in Deutschland durch Förderprogramme gestützt wird, profitiert die schweizerische Volkswirtschaft letztlich vom Förderprogramm des Auslandes, sofern die Förderprogramme in der Schweiz weniger stark ausgebaut sind wie im Ausland. Dadurch könnten sich ähnliche Reputationsrisiken ergeben, wie sie heute aus dem Bankgeheimnis entstehen.

Da letztlich alle europäischen Länder mit der gleichen Situation konfrontiert sind, muss auch eine europäische Lösung gefunden werden. Ein Alleingang der Schweiz ist kaum denkbar, ein Hintenanstehen, wie dies im Moment der Fall ist, aber auch nicht.

¹⁹ Vgl. z.B. http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_BWD_26_erneuerbare_Energie_03-2013.pdf

5.3 Speicherung: altruistische oder egoistische Rolle

Von einigen Akteuren wird darauf hingewiesen, dass die Speicherung den Margenzerfall aufhalten könnte. Zu berücksichtigen gilt es dabei allerdings, dass die Probleme der Speicherung letzten Endes nur bedingt anders sind als diejenigen der Erneuerbaren. Speicher können nur solange profitabel betrieben werden, wie sie sehr günstigen Strom einkaufen und diesen zu hohen Preisen wieder verkaufen können. Dabei muss es ihnen gelingen, die eigenen Investitionskosten und die Betriebskosten, mindestens aber die durch den Wirkungsgradverlust entstehende Kostendifferenz zu decken. Dies funktioniert nur dann, wenn die teureren GuD den Verkaufspreis und die erneuerbaren Energien den Einkaufspreis bestimmen (vgl. Kapitel 2, Erlöse von Speicher).

Das Marktmodell der Speicherkraft wird demnach umso lukrativer, je tiefer der Einkaufspreis und je höher der Verkaufspreis ist. Wird der Stromeinkauf durch die Speicherwerke so gross, dass sie mehr Strom abnehmen wollen als durch die Erneuerbaren am Markt zur Verfügung gestellt wird, würde dies unter optimalen Marktbedingungen zu einer Erhöhung des Strompreises und somit zu Gewinneinbussen oder Verlusten für die Speicherbetreiber führen. Da die Speicherbetreiber ihren Bedarf an das Angebot anpassen können, werden sie versuchen, in möglichst vielen Situationen ausschliesslich die günstige Überschussproduktion zu verwenden. Er wird sich also kaum altruistisch verhalten.

Ein mögliches Szenario ist jedoch, dass sich Speicherkraftwerksbesitzer an Investitionen in erneuerbare Energien beteiligen und sich damit über die Lebenszeit der Kraftwerke die Überschussproduktion sichern. Wie in Kapitel 4.4 gezeigt wird, ist die nur eine vorübergehende Lösung.

5.4 Der Zusammenhang zwischen Speicherung und GuD

In der vorliegenden Untersuchung wird von einer unbegrenzten Kapazität von GuD ausgegangen, um den Markt relativ einfach studieren zu können. In der Realität ist keine solche Lösung anzustreben, da dadurch Redundanzen geschaffen werden. Stattdessen gilt es zu versuchen, die ausgewiesenen Überschüsse zwischen zu speichern.

Solange der Speicherbetreiber, wie hier unterstellt, die freie Entscheidung hat, ob er seine gespeicherte Energie an den Markt bringen will oder nicht, speist er zu den gleichen Preisen ein, zu dem das GuD produziert. Das heisst, er speist nur solange ein, wie auch das GuD einspeist, also zu dessen marginalen Kosten.

Nimmt die Produktionskapazität der Speicher zu, werden sich Situationen einstellen, in denen Speicher und Erneuerbare gemeinsam ausreichen, um den Bedarf abdecken. Dann wird der Speicherbetreiber zum teuersten Kraftwerk in der Merit Order. In diesem Fall wird ihn das gleiche Schicksal ereilen wie die Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen: Auch er weist sehr hohe Fixkosten und tiefe Betriebskosten auf. Er muss deshalb seine Finanzierung alternativ sicherstellen: z.B. über Kapazitätsmärkte (vgl. Kapitel 4.6.).

5.5 Die Rentabilität von Bandlastkraftwerken und GuD

Wie bereits dargestellt, ist das Problem der Bandlastkraftwerke, dass sie ihre Produktion nicht genügend regeln können. Bandlastkraftwerke können deshalb innerhalb eines erneuerbaren Energiesystems kaum mit anderen Stromerzeugern koexistieren. Dies gilt insbesondere für Kernkraftwerke.

In einer Übergangsphase spielen Bandlastkraftwerke eine wichtige Rolle – nicht um die Netzstabilität sicherzustellen, sondern um eine passende Menge an Strom verfügbar zu machen.

Dabei soll insbesondere für fossile Anlagen eine Produktionscharakteristik angestrebt werden, die möglichst nahe an der Form der Bandlastproduktion ist und eine möglichst effiziente Nutzung fossiler Ressourcen gewährleistet. Ist eine effiziente Produktions- und Nutzungscharakteristik nicht möglich, steigen der Ausstoss an CO₂ pro erzeugter kWh sowie die Betriebskosten. Sehr oft geht vergessen, dass sogar die scheinbar agilen Gaskraftwerke unter Stromschwankungen stark leiden.

So wird in den Betriebstagsbüchern das Hochfahren eines Kraftwerks mit dem Faktor 20 bewertet. Dauert das Hochfahren also 15 Minuten, entspricht das einer Maschinenalterung von etwa 5h²⁰. Eine Reservehaltung hingegen, die das Kraftwerk zwar auf Temperatur hält, aber keine Leistung bezieht, führt zu tiefen Wirkungsgraden. Für die Rolle des Ausgleichs sollten daher Speicherkraftwerke jeglicher Art verwendet werden.

Kernkraftwerke befinden sich in einer ähnlichen betriebswirtschaftlichen Situation wie die erneuerbaren Energien. Auch bei KKW sind die marginalen Kosten im Verhältnis relativ gering.

Schlecht entschädigte Überschussproduktion belastet somit die Wirtschaftlichkeit von Bandlastkraftwerken und GuD stark.

Es darf nicht vergessen gehen, dass auch GuD-Kraftwerke ein Erlösproblem haben. Da die Angst vor einer Unterversorgung sehr gross ist, kann sich kaum ein Knappheitsmarkt entwickeln. Wenn sich echte, hohe Knappheitspreise entwickeln, hat der Staat die Tendenz, einzugreifen, was eine Refinanzierung der Investitionen der Ergänzungskraftwerke nicht fördert. Demnach ist der Ruf nach Kapazitätsmärkten verständlich.

5.6 Kapazitätsmärkte

Als Kapazitätsmarkt wird eine derzeit diskutierte Form des Energiemarktes bezeichnet, die Anreize für Kraftwerksbetreiber schaffen soll, Reserveleistung bereitzustellen. Kraftwerksbetreiber sollen nicht mehr nur für die abgegebene Leistung Geld erhalten, sondern auch für ihre Betriebsbereitschaft²¹, weil sie damit einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Die Bereitstellung von Kapazitäten an Kapazitätsmärkten ist eine gute wirtschaftliche Chance für Speicherseen und Pumpspeicherwerke. Entscheidend ist jedoch, dass sie in der Lage sind, dynamisch genug betrieben zu werden. Sie müssen fähig sein, zwischen voller Leistung und Teillast schnell hin und her zu schalten. Dadurch könnten sie in einem von erneuerbaren Energien geprägten System die Rolle von Kompensationskraftwerken übernehmen.

Da Kapazitätsmärkte eine ständige Betriebsbereitschaft verlangen, sind Speicher mit grossem Speichervolumen wie Speicherseen bevorteilt. Batteriespeicher hingegen weisen nur eine kleine Speicherkapazität auf, sind also schnell ausgeschöpft. Andererseits sind sie dezentral und können ausgesprochen schnell reagieren, den Stromfluss puffern und damit den Ausbaubedarf des Stromnetzes auf Netzebene 7 reduzieren.

Kapazitätsmärkte tragen höchstens indirekt dazu bei, die Rentabilitätsproblematik der erneuerbaren Energien zu reduzieren, könnten aber dennoch zu einer Entspannung beitragen. Die Voraussetzung dafür wäre, dass die marginalen Kosten von Strom aus fossilen Energieträgern hoch sind. In diesem Fall geben Kapazitätsmärkte einen Anreiz, zusätzliche Speichersysteme zu realisieren, welche erneuerbaren Strom nachfragen, zwischenspeichern und als Kapazitätsreserve nutzen. Eine aktive Klimapolitik durch Abgaben auf den CO₂ Ausstoss fördert somit indirekt auch die erneuerbare Stromproduktion.

5.7 Netzkosten

Nicht berücksichtigt wurden in diesen Überlegungen die Netzkosten. Wie Prof. Dr. A. Gunzinger nachgewiesen hat, können lokale Speicherelemente die Notwendigkeit eines Netzausbaus bei steigenden Mengen von erneuerbaren Energien reduzieren²². Gleichzeitig können lokale Speicher die Synchronisierung von Verbrauch und Produktion optimieren. Unsicher und insbesondere auch abhängig von der Entwicklung der Speicherkosten ist, welche Grösse für diese Speicher optimal ist.

Wegen der fehlenden Netzkostenabwälzung wird auch der lokale Eigenverbrauch gefördert. Dies kann ebenfalls einen positiven Effekt auf die Synchronisierung von Verbrauch und Produktion

²⁰ Gemäss Aussagen von Betreibern.

²¹ Definition von: <http://www.check24.de/strom/lexikon/kapazitaetsmarkt/>

²² Gunzinger (2013), *Ist die Energiewende möglich» resp. Energiemodell SCS», basierend auf dem Modell Energielandschaft Schweiz» von super computing systems*

haben. Voraussetzung dafür ist aber ein starker Zerfall der Batteriepreise. Nur mit Hilfe von Batterien kann das Angebot des Eigenstroms dezentral in die Abendstunden verlagert werden. Jedoch führt die neue Eigenverbrauchsregelung auch dazu, dass die Netzkosten für nicht selber hergestellte Elektrizität steigen.

Generell sind die Netzkosten und deren Umlagerung für die Rentabilität von Kraftwerken der erneuerbaren Energien von erheblicher Bedeutung. Im Moment sind die Produzenten von den Netzkosten entlastet. Sollten sich die Produzenten in Zukunft an den Netzkosten beteiligen müssen, würde sich die Stromlandschaft möglicherweise verändern. Ob dadurch Anreize für oder gegen eine dezentrale Produktion und Speicherung entstehen, ergibt sich aus der Art, wie die Netzkosten zukünftig verteilt würden.

5.8 Netzstabilität

Versorgungssicherheit wird heute als unabdingbar betrachtet. Wichtig wäre jedoch, abgestuft den ökonomischen Wert der Versorgungssicherheit (im Sinne von jederzeitiger, hoch-qualitativer Stromversorgung) zu ermitteln.

Der Wert der Versorgungssicherheit könnte sich als Preisanteil in einem neuen Marktregime einstellen. In einem solchen könnten neue Produkte und Dienstleistungen mit nach Versorgungssicherheit abgestuften Preisen ermittelt werden. Hier könnten die Stromversorger von Computernetzwerken lernen. Dort werden unterschiedliche Ebenen der Versorgungssicherheit durch unterschiedliche Preise abgegolten. Es wird hier die provokative Frage gestellt, ob dies nicht in einer ähnlichen Form auch für das Stromnetz angedacht werden kann. Wenn Lastabwurf und die Akzeptanz von zeitlich eingeschränkter Verfügbarkeit gezielt und ausreichend honoriert werden, ergeben sich durch die Vermeidung von Verbrauchsspitzen erhebliche Kosteneinsparungen sowie zusätzliche Freiheiten im Management des Netzes. Nutzer, die über eigene Speicherkapazitäten verfügen oder gewillt sind, auch einen zeitweiligen Unterbruch eines Teils ihrer Stromversorgung in Kauf zu nehmen, wenn dies durch einen tieferen Strompreis honoriert wird, könnten dem Demand-Side-Management eine erweiterte Dimension verschaffen.

5.9 Profitable Marktbedingungen

Auf Basis der gemachten Überlegungen ist es möglich, eine Gleichung aufzustellen, die beschreibt, unter welchen Bedingungen eine Refinanzierung von Wind und Sonne – unter Einbezug von Speicherkraftwerken – über den Strommarkt möglich ist. Dabei gilt

$$Avg(MP_{Sale}) > PC_{Storage} + \frac{Avg(MP_{Purchase})}{\eta_{Storage}} + NC + P$$

$Avg(MP_{Sale})$

Mittlerer Verkaufspreis ab Speicher (tiefe Produktion aus Erneuerbaren)

$Avg(MP_{Purchase})$

Kosten des Stroms zur Zeit des Einkaufs

$PC_{Storage}$

Produktionskosten Speicher

$\eta_{Storage}$

Wirkungsgrad Speicherung

NC

Netzkosten

P

Profit des Speicherbetreibers

Wird davon ausgegangen, dass die Vollkosten der erneuerbaren Energien Wind und Sonne im Schnitt längerfristig bei rund 100 CHF/MWh liegen werden und rechnet man mit Speicherkosten von etwa 50 CHF/MWh und einem Speicherwirkungsgrad von 80%, müsste der mittlere Verkaufspreis ab Speicher bei mindestens 175 CHF/MWh liegen, damit sich die erneuerbaren Energien refinanzieren können. Die mittleren Erlöse für ein erneuerbares Energiesystem würden dann bei rund 140 CHF/MWh liegen, wenn 1/2 des Stroms zum mittleren Verkaufspreis ab Speicher verrechnet wird.

Spielen jedoch – wie hier angenommen – GuD die Rolle der ergänzenden Produzenten, werden die marginalen Kosten der GuD zum preisbestimmenden Element. Somit würde der Mittlere Verkaufspreis ab Speicher bei rund 80 CHF/MWh zu liegen kommen, was den erneuerbaren Energien nach obiger Formel keinen genügenden Preis garantiert²³. In Zeiten mit geringer oder keiner Produktion aus Erneuerbaren müssten deshalb entweder Knappheitspreise oder CO₂-Lenkungsabgaben den Strompreis hoch halten. Lenkungsabgaben sind aus klimapolitischen Überlegungen gerechtfertigt, da GuD nicht CO₂ frei produzieren. Mit einer relativ hohen Lenkungsabgabe von 300 CHF/ tCO₂ liesse sich ein rein liberales Strommarktsystem realisieren²⁴.

Dabei darf nicht vergessen werden, dass in diesem Fall die GuD-Kraftwerke aus dem Betrieb keinen Deckungsbeitrag für die Amortisationen erwirtschaften. Die Frage, ob es einen Kapazitätsmarkt braucht, ist damit nicht geklärt.

Die Entwicklung eines marktwirtschaftlichen Systems mit hohen Lenkungsabgaben ist nur möglich, wenn die Rahmenbedingungen klar sind. Sonst führt die Unsicherheit über die Verlässlichkeit der politischen Rahmenbedingungen zu hohen Finanzierungskosten. Banken bestimmen den Zinssatz für die offerierten Kredite daran, wie hoch sie die Sicherheit einschätzen, dass der Kredit ordentlich bedient wird. Ein System wie die aktuelle KEV bietet hier grosse Sicherheit, was zu attraktiven Zinskonditionen führt.

Unter diesem Aspekt erscheint ein gemischtes System attraktiv, in dem die Vermarktung des Stroms dem Markt überlassen wird, während die Investitionen weitgehend über fixe Beträge, vergleichbar einer Netzprämie, finanziert werden. Der Nachteil dieses Ansatzes ist, dass der planwirtschaftliche Anteil relativ gross ist. Zwar kann der Einsatz der Anlagen «marktnah» organisiert werden, die effektive Nachfrage nach Energie wirkt sich aber nicht automatisch auf die Nachfrage nach Produktionsanlagen aus. Zudem unterscheidet sich diese Situation kaum vom aktuellen Zustand beim Investitionsentscheid für GuD oder Wasserkraftwerk. Man kann deshalb durchaus die Frage stellen, ob der Markt überhaupt geeignet ist, die Nachfrage nach Produktionswerken effizient zu regeln.

Dabei darf nicht vergessen werden, dass in diesem Fall die GuD-Kraftwerke aus dem Betrieb keinen Deckungsbeitrag für die Amortisationen erwirtschaften. Die Frage, ob es einen Kapazitätsmarkt braucht, ist damit nicht geklärt.

Die Entwicklung eines marktwirtschaftlichen Systems mit hohen Lenkungsabgaben ist nur möglich, wenn die Rahmenbedingungen klar sind. Sonst führt die Unsicherheit über die Verlässlichkeit der politischen Rahmenbedingungen zu hohen Finanzierungskosten. Banken bestimmen den Zinssatz für die offerierten Kredite daran, wie hoch sie die Sicherheit einschätzen, dass der Kredit ordentlich bedient wird. Ein System wie die aktuelle KEV bietet hier grosse Sicherheit, was zu attraktiven Zinskonditionen führt.

Unter diesem Aspekt erscheint ein gemischtes System attraktiv, in dem die Vermarktung des Stroms dem Markt überlassen wird, während die Investitionen weitgehend über fixe Beträge, vergleichbar einer Netzprämie, finanziert werden. Der Nachteil dieses Ansatzes ist, dass der planwirtschaftliche Anteil relativ gross ist.

²³Bei marginalen Kosten von 80 CHF/MWh wären die Speicher in der Lage, 24 CHF/MWh zu bezahlen (Netzkosten und Gewinn bei 0 CHF/MWh, Wirkungsgrad 80%)

²⁴Vorausgesetzt, CO₂ Kosten von 300 CHF/t seien eine faire Abgeltung der externen Kosten von CO₂

Zwar kann der Einsatz der Anlagen «marktnah» organisiert werden, die effektive Nachfrage nach Energie wirkt sich aber nicht automatisch auf die Nachfrage nach Produktionsanlagen aus. Zudem unterscheidet sich diese Situation kaum vom aktuellen Zustand beim Investitionsentscheid für GuD oder Wasserkraftwerk. Man kann deshalb durchaus die Frage stellen, ob der Markt überhaupt geeignet ist, die Nachfrage nach Produktionswerken effizient zu regeln.

6 Ausblick

Der Weg zu einem nachhaltigen Strommarkt

Die vorliegende Analyse zeigt auf, dass der Strommarkt, wie er aktuell organisiert ist, verhindert, dass erneuerbare Energien sich durchsetzen. Erneuerbare Energien können mit dem aktuellen Strommarkt-Design nur als Nischenanbieter existieren. Da die marginalen Kosten der erneuerbaren Energien nahe bei Null sind, wäre in jedem Fall die Refinanzierung gefährdet, sobald der Anteil der erneuerbaren Energien gross wird.

Wird es durch Speicherung möglich, die erzeugten Energien über die Zeit zu verschieben kann der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix über die Limiten hinaus erhöht werden, welche durch die Gleichzeitigkeit der Produktion gesetzt sind. Der Aufbau einer neuen Netz- und Speicherinfrastruktur ist deshalb wichtig.

Wie oben aufgezeigt wurde, sind Speicher jedoch langfristig nicht in der Lage, die Refinanzierung der Produktionsanlagen sicher zu stellen. Dazu braucht es eine Veränderung des Marktdesigns.

Die oben dargestellten Überlegungen zeigen, dass der Weg zu einer erneuerbaren Stromversorgung sich nicht automatisch einstellen wird. Wenn man davon ausgeht, dass ein erneuerbares Energiesystem unter Vollkostenrechnung bei Berücksichtigung der externen Kosten für die Volkswirtschaft optimal ist, bleibt es ein politischer Entscheid, dieses System anstreben zu wollen.²⁵

Dabei kann das Ziel sowohl über ein eher planwirtschaftliches Vorgehen wie über ein rein marktwirtschaftliches Verfahren erreicht werden. Allerdings scheinen diese beiden Welten nicht vollständig voneinander getrennt zu sein. Die beiden Variablen «Speicherkosten» und «Internalisierung aller Kosten²⁶» spannen einen Portfolioraum auf, der verschiedene politische Lösungen zulässt. Dabei kann die Entwicklung um so eher dem reinen Markt überlassen werden, je mehr die Speicherkosten sinken und je höher die Internalisierungen bzw. die Lenkungsabgaben angesetzt werden.

²⁵ Stellt man dies in Frage sind andere Überlegungen äquivalent zu betrachten.

²⁶ Unter Internalisierung aller Kosten verstehen wir den Einbezug von Investitionskosten und externen Kosten in den Strompreis.

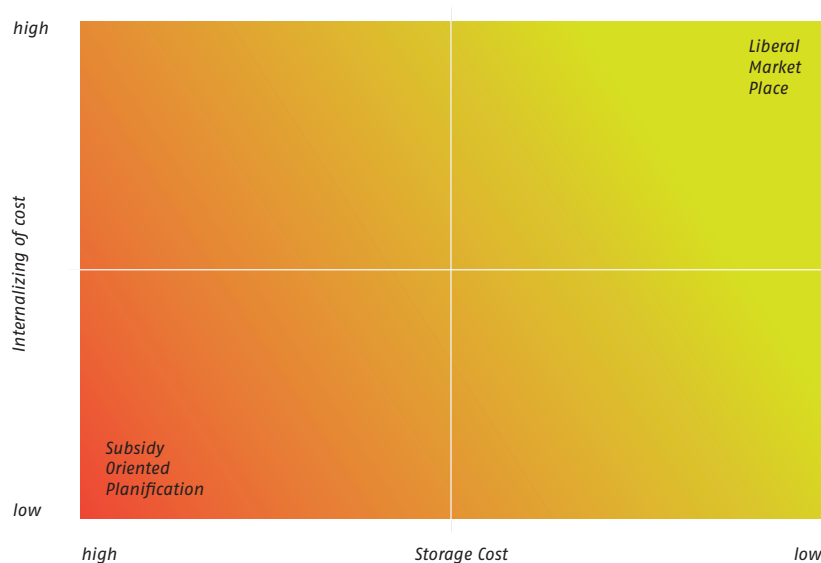


Abbildung 8 – Portfoliodarstellung «Strommarkt». Sowohl hohe Internalisierungen wie auch tiefe Speicherkosten lassen es zu, bei der Entwicklung eines erneuerbaren Energiesystems den Markt spielen zu lassen. Sind beide Bedingungen nicht gegeben, muss unter allen Umständen auf Einspeisevergütungen, Investitionsbeihilfen oder ähnliches zurückgegriffen werden.

Insgesamt sprechen die Resultate dafür, dass der heute festgestellte Preiserfall auf den Märkten für ein erneuerbares Energiesystem systemimmanent ist. Diese Aussage ist per Definition wertneutral und beschreibt nur die Funktionsweise eines Marktes.

Da der Aufbau genügender Kapazitäten insbesondere auch im Bereich Speicherung Zeit braucht, sind Unterstützungsmassnahmen im Moment unverzichtbar, soll der Ausbaupfad weiter vorangetrieben werden.

Massnahmen, welche die Veredlung des produzierten Stroms und die zeitgerechte Produktion attraktiv machen, sind sinnvoll. Die im Rahmen des Energiegesetzes vorgeschlagenen Massnahmen (Einspeiseprämie + Vermarktung) können dabei einen ersten Schritt darstellen. Eine nachhaltige Reduktion der Einspeiseprämie wird aber nur möglich sein, wenn gleichzeitig die Internalisierung der externen Kosten vorangetrieben wird. Langfristig reicht auch das nicht, wie oben dargestellt wird. Auch die Refinanzierungskosten müssen in geeigneter Form in den Strompreis einbezogen werden.

Andererseits ist auch klar, dass langfristig die aktuelle Förderung über die KEV zu einem planwirtschaftlichen Ansatz führt. Ein völliger Verzicht auf die KEV verhindert jedoch die Refinanzierung der Erneuerbaren, es sei denn die Speicherkosten sind tief und die Aufschläge auf Grund der Internalisierung sind hoch.

Der Versuch, das Missing Money Problem der erneuerbaren Energien indirekt über die Speicherlösung zu erreichen, ist recht aufwendig und gibt wenig Investitionssicherheit. Ausserdem versagt diese Stossrichtung wenn es darum geht einen reinen erneuerbaren Strommarkt sicherzustellen. Sobald Speicher mit Speicher konkurrieren werden sich auch da die marginalen Kosten durchsetzen. Diese sind ebenfalls sehr tief.

Das Ziel ist es letztlich, eine erneuerbare Vollversorgung zu optimalen Kosten zu erreichen. Unsere Analysen zeigen, dass dies mit dem aktuellen Strommarktdesign nur schwer zu realisieren ist.

Es gilt daher neue Marktmechanismen zu finden, die den Ausbau der erneuerbaren Produktionskapazitäten steuern können. Es ist wichtig, dass dieses Thema früh angegangen wird, damit Wissen aufgebaut, Forschung betrieben sowie Lösungen entwickelt und vorgeschlagen werden können. swisscleantech wird den Dialog mit den relevanten Stakeholder fortführen und mögliche Lösungsansätze erarbeiten.

7 Anhang

Informationen zu den Daten

Alle Daten sind in 15 min. Schritten dargestellt.

Quellen: swissgrid, Super Computing Systems, Meteotest, Schw. Energiestatistik

7.1 Photovoltaik

Um das Potential zur Erzeugung von Photovoltaikenergie realistisch abzubilden, wurden synthetische Photovoltaikproduktionsdaten mit Meteonorm 7.0 für 15 Standorte in der Schweiz generiert. Diese sind nach Bevölkerungsdichte gewichtet. Die verwendeten Standorte sind: Aarau, Andermatt, Basel, Bern, Chur, Genève, Lausanne, Lugano, Luzern, Neuchâtel, Schaffhausen, Sion, Solothurn, St. Gallen, Zürich

Diese Produktionsdaten wurden linear vergrößert; das maximale Produktionsvolumen beträgt 24 TWh/a (gemäss der Cleantech Energiestrategie wird im Jahr 2050 22.50 TWh Photovoltaikstrom produziert).

7.2 Wind

Es wurde ähnlich vorgegangen, um Produktionsdaten für die Windenergieproduktion zu erhalten. Dazu wurden synthetische Winddaten mit Meteonorm 7.0 für folgende 20 Standorte in der Schweiz (gleichgewichtet) generiert: Alvier, Brienzer Rothorn, Bös Fülen, Calanda, Les Diablerets, Dufourspitze, Finsteraarhorn, Grand Combin, Moléson, Monte Generoso, Nesthorn, Pilatus, Piz Buin, Piz Ela, Piz Palü, Rheinwaldhorn, Stockhorn, Titlis, Tödi, Wildstrubel). Als Referenzanlage diente Gamesa G128.

Entsprechend dem «Konzept Windenergie Schweiz 2004» wurde die Produktionsmenge linear vergrößert, wobei die Grösste mit einem fixen Wert an die PV-Produktion gekoppelt wird (Normalszenario: 4:1 PV- zu Windstrom. Die Totalmenge wurde jeweils linear vergrößert).

Das maximale Produktionsvolumen beträgt deshalb 6 TWh/a.

7.3 Wasser

Da Strom aus Laufwasserkraft nicht im Fokus dieser Untersuchung steht, wurde die Stromproduktion aus Wasser mit einer Jahres-Sinuskurve approximiert. Dies bedeutet, dass die Stromproduktion aus Laufwasserkraftwerken im Tagesverlauf etwa der Produktion eines Bandlastkraftwerks entspricht, aber eine saisonale Schwankung aufweist. Gegenüber der Realität bedeutet dies eine Verschlechterung, da im Sommerhalbjahr die Speicherseen mehr als einmal gefüllt werden. So ergibt sich hier ebenfalls eine Möglichkeit zur Zeitverschiebung der Stromproduktion²⁷. Das maximale Produktionsvolumen beträgt 26 TWh/a.

7.4 Stromverbrauch

Auch der Stromverbrauch steht in einer 15 min. Auflösung über das ganze Jahr zur Verfügung. Der Verbrauch insgesamt entspricht 57 TWh.

²⁷ Das einmalige Leerlaufen der Speicherseen im Winterhalbjahr wurde hingegen aus den Daten ausgefiltert.