



Weiterentwicklung des freiwilligen Ökostrommarktes - Endbericht -

Ein Projekt im Auftrag des EnergieVision e.V.

11. November 2013

Auftraggeber:**Energievision e.V.**

c./o. Öko-Institut e.V.
Postfach 1771
79017 Freiburg
Tel. 0761-45 295-274
Fax 0761-45 295-288
info@ok-power.de
www.ok-power.de

Auftragnehmer:**HIC Hamburg Institut Consulting GmbH**

Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg
Telefon 040-39106989-24
werner@hamburg-institut.com
www.hamburg-institut.com

Kooperationspartner:**in.power GmbH**

An der Fahrt 5
55124 Mainz
Telefon 06131-69657-10
josef.werum@inpower.de
www.inpower.de

Steinweg Institut GmbH:

Marspfortengasse 8
50667 Köln
Telefon 0221-2570707
georg.stark@steinweg-institut.de
www.steinweg-institut.de

Mitwirkende



HIC Hamburg Institut Consulting GmbH

Robert Werner (Projektleitung)
RA Christian Maaß
Dr. Sönke Häsel
Dr. Florian Lottermoser

mit Unterstützung von
Roland Schaeffer
Vanessa Edmeier
Andreas Genthe



in.power GmbH

Josef Werum
Johannes Kraft
Christoph Morschett



Steinweg Institut GmbH

Georg Stark
Dr. Wolfram Domke

Abkürzungsverzeichnis

AKW	Atomkraftwerk	föM	freiwilliger Ökostrommarkt
BHKW	Blockheizkraftwerk	GK	Gewerbekunden
BNetzA	Bundesnetzagentur	GSL	GrünerStromLabel
BEMI	Bidirektionales Energiemanagement Interface	GSP	Grünstromprivileg
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicherung)	GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
CPI	Corruption Perception Index	HM	Händlermodell
D	Deutschland	HKNR/HKN	Herkunftsnachweisregister
DSM	Demand Side Management	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EE	Erneuerbare Energien	NOR	Norwegen
EEG	Erneuerbare-Energien Gesetz	PK	Privatkunden
Eff-RL	Energieeffizienz-Richtlinie	PSW	Pumpspeicherkraftwerk
EM	Erzeugermanagement	PV	Fotovoltaik
ETS	Emission Trade System	RLM	Registrierende Lastgangmessung
FEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien	ROI	Return On Investment
FM	Fondsmodell	SLP	Standardlastprofil
		SWE	Schweden
		UBA	Umweltbundesamt
		ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1. Kurzfassung	
1.1 Deutsch.....	11
1.2 Englisch.....	25
2. Zur Studie	
2.1 Ziel.....	38
2.2 Ausgangslage und Einbettung.....	40
2.3 Methodik und inhaltlicher Aufbau.....	44
3. Der freiwillige Ökostrommarkt aus Anbietersicht	
3.1 Entstehung.....	49
3.2 Struktur und Entwicklung.....	55
4. Der Zusatznutzen von Ökostromangeboten	
4.1 Idee und Entwicklung.....	67
4.2 Bewertung verschiedener Modelle.....	70
4.2.1 Händlermodell.....	73
4.2.2 Fondsmodell.....	79
4.2.3 Initiierungsmodell.....	86
4.3 Optionen zur Weiterentwicklung der bisherigen Konzepte für Zusatznutzen.....	89
4.4 Fazit zur Bewertung des ökologischen Zusatznutzens.....	91

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzens	93
5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE	97
5.2 Kriterien zur Bewertung neuer Zusätzlichkeit	103
5.3 Themenfelder für denkbare Zusätzlichkeiten	105
5.4 Effizienz	113
5.4.1 Einsparquote.....	115
5.4.2 Tarifierreize.....	118
5.4.3 Effizienzfonds.....	121
5.4.4 Investitionszuschüsse.....	124
5.4.5 Weißer Zertifikatehandel.....	127
5.4.6 Zwischenfazit Effizienz.....	130
5.5 Flexibilität.....	132
5.5.1 Speicher.....	136
5.5.2 Demand Side Management.....	144
5.5.3 Umwandlung in Wärme.....	154
5.5.4 Zusammenspiel der Flexibilitätsoptionen.....	157
5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität.....	163

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzens

5.6 Marktaffine Ideen.....	166
5.6.1 <i>Grünstromvermarktung plus</i>	168
5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell.....	173
5.6.3 Regelenergie aus EE.....	175
5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix.....	178
5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen	184
5.7 Bewertung.....	186
5.7.1 Sensitivität gegenüber regulatorischen Rahmenbedingungen.....	187
5.7.2 Übersicht.....	190
5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung	192

6. Die Kundensicht auf Ökostrom

6.1 Erwartung der Kunden an Ökostrom.....	200
6.2 Wirkungspsychologischer Erklärungsansatz.....	206
6.3 Zwischenfazit.....	209

7. Weiterentwicklung der Zertifizierung.....	211
7.1 Aktuelle Ansätze.....	213
7.1.1 Übersicht.....	214
7.1.2 Anbieterzertifizierung.....	215
7.2 Empfehlungen für die Weiterentwicklung.....	221
7.3 Ideen für Zertifizierungsmodelle.....	226
7.3.1 „Fondsmoell Energiewende plus“	227
7.3.2 „Energiewende-Anbieter“	228
7.3.3 „Strommix aus fluktuierenden EE“	229
7.4 Optionen für weitere Zertifizierungsformen.....	230
7.4.1 Aufgabe von Gütesiegeln für Ökostrom in der aktuellen Entwicklung des Ökostrommarktes.....	231
7.4.2 Handlungsalternativen für Zertifizierer.....	234
7.4.3 Neue Formate für Verbraucherinformation zum freiwilligen Ökostrommarkt.....	236
7.4.3.1 Rankingmodelle.....	237
7.4.3.2 Benotungsmodelle.....	239
7.4.3.3 Kundenbewertung.....	240
7.4.3.4 Marktwächter.....	241
7.4.3.5 Gesetzliche Regelungen.....	242
7.4.3.6 Übersicht und Diskussion.....	243
7.4.3.7 Zwischenfazit Weiterentwicklung der Zertifizierung	247

8. Literatur	250
9. Anhang	
9.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE.....	257
9.2 Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie.....	262
9.3 Weitere Informationen zum Stand von DSM.....	273
9.4 Weitere Informationen zum Stand von Power to Heat	282
9.5 Weitere Informationen zum Zusammenspiel von Flexibilitätsmaßnahmen und Erzeugungsmanagement.....	289
9.6 Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark.....	292

Inhalt

1. Kurzfassung

1.1 Deutsch

1.2 English

Kurzfassung I.

Ziel

Das von Januar bis November 2013 durchgeführte Projekt im Auftrag des EnergieVision e.V., Herausgeber des ok-power-Label, verfolgt das Ziel, einen Beitrag zur konzeptionellen Weiterentwicklung des freiwilligen Ökostrommarktes zu leisten. Das Projekt setzt drei Schwerpunkte:

Bestandaufnahme des bisherigen Marktes inklusive einer kritischen Beurteilung der bisherigen ökologischen Wirkung der verschiedenen Ökostrommodelle.

Aufzeigen sinnvoller weiterer Zusätzlichkeiten für Ökostromprodukte, mit denen Stromkunden einen Beitrag zu Energiewende leisten können.

Auswirkungen neuer Zusätzlichkeiten auf die Zertifizierung, verbunden mit der Darstellung möglicher geeigneter Formate und Modelle der Qualitätssicherung im Sinne des Verbraucherschutzes.

Bestandsaufnahme und Struktur des freiwilligen Ökostrommarktes

Der freiwillige Ökostrommarkt (fÖM) verdankt seine Entstehung der Liberalisierung der Energiemärkte im Jahre 1998. Ökostromanbieter hatten und haben einen wesentlichen Anteil an der Entwicklung des Energiemarktes und einem funktionierenden Wettbewerb. Noch vor dem seinerzeit beschlossenen Atomausstieg und der Einführung des EEG im Jahre 2001 war und ist Ökostromwechsel für viele Verbraucherinnen und Verbraucher ein politisches Signal, um dem Wunsch nach Energiewende und einer Entmonopolisierung der Energiewirtschaft Ausdruck zu verleihen.

Die Entwicklung des Ökostrommarktes weist einen stetigen Zuwachs aus, der ab 2005/2006 deutlich an Dynamik gewann und 2013 mit einem Volumen von geschätzten 5-5,5 Mio. Endkunden einen vorläufigen Höhepunkt erreicht hat. Die Wechselfreudigkeit hat in den letzten Monaten bei den meisten Öko-Anbietern deutlich nachgelassen.

Es kann zudem davon ausgegangen werden, dass rund 20 Prozent der Ökostromkunden „unfreiwillig“ zu Ökostrom gewechselt sind, weil deren Anbieter das komplette Kundenportfolio auf Ökostrom umgestellt haben.

Mit über 800 Ökostromangeboten bundesweit gibt es so viele wie noch nie zuvor. Allerdings führen die Hälfte aller Anbieter weniger als 1.000 Ökostromkunden. Nur 6% der Ökostromanbieter haben mehr als 100.000 Kunden.

Mit dem Anstieg der Tarife nahm auch die Vielfalt an Typen von Ökostromanbietern zu. Sie reichen von den reinen Ökostromanbietern, die bundesweit nur zertifizierten Ökostrom an Privat- und Gewerbekunden liefern bis zu klassischen Graustromanbietern, die nicht-zertifizierten Ökostrom als einen Tarif neben Graustrom anbieten.

Neben der eigentlichen Qualität eines Ökostromprodukts ist für die ökologische Wirksamkeit entscheidend, in welcher Höhe das betreffende Produkt durch die Kunden nachgefragt wird und somit seinen zusätzlichen Nutzen auch tatsächlich entfalten kann.

Bewertung der bisherigen Zusatzlichkeiten

Für die Generierung eines ökologischen Zusatznutzens haben sich drei Modelle entwickelt:

- **Händlermodell:** der Anbieter muss eine bestimmte Mengen seines Stroms aus neuen Anlagen beschaffen, die ein bestimmtes Alter nicht überschreiten (i.d.R. 6 Jahre).
- **Fondsmodell:** Anbieter erheben einen Aufschlag auf den Endkundenpreis und investieren diese zu einem Fonds zusammengeführten Mittel in Anlagen, die unter mit dem EEG nicht wirtschaftlich betrieben werden können.
- **Initiierungsmodell:** Anbieter verpflichtet sich, in Abhängigkeit seines Ökostromabsatzes den Bau eine bestimmte Menge an Neuanlagen zu initiieren.



Alle Modelle haben als ökologischen Mehrwert seit 15 Jahren die Förderung des Neubaus von erneuerbaren Energieanlagen im Fokus. Sie wurden vor Inkrafttreten des EEG entwickelt und im Markt umgesetzt. Es kann heute festgestellt werden, dass die Zubauwirkung des EEG (oder vergleichbarer Förderregime in anderen Staaten) ungleich größer ist als die der Nachfrage nach Ökostrom (Händlermodell) oder der Bezuschussung von Anlagen (Fondsmodell). Das Initiierungsmodell nutzt das EEG und hat zum Ziel die Investitionspolitik von Anbietern zu beeinflussen und den Ausbau der EE zu beschleunigen. Durch das Zusammenwirken von öffentlichem Fördersystem (hier: EEG) und einem starken Anreiz für den Anbieter, in Erzeugungsanlagen zu investieren, kann dieses Modell die Energiewende effektiv beschleunigen. Für dieses relativ neue Modell liegen noch keine aussagekräftigen Erfahrungen hinsichtlich seiner Wirksamkeit vor.

Für alle Modelle kann weiterhin festgehalten werden, dass ihre Wirksamkeit umso höher ist, je mehr Kunden zu diesen Tarifen wechseln. Dadurch entsteht eine entsprechende Nachfrage nach neuen Anlagen bzw. eine

entsprechendes Volumen an Fördermitteln.

Sowohl das Händlermodell als auch das Fondsmodell haben ihre jeweiligen konzeptionellen und methodischen Schwächen, insbesondere was die Verfahren der Zertifizierung angeht. Die Festlegung von Bewertungskriterien, Schwellenwerten und Verfahrensvorgaben bleibt bis heute eine große Herausforderung. Für eine Beurteilung des Erfolges der jeweiligen Modelle ist jedoch auch der bestehende Rahmen der Möglichkeiten zu sehen, in dem die Konzepte seinerzeit aufgesetzt und in die Praxis umgesetzt werden mussten. Wir kommen zu dem Schluss, dass gleich nach der Marktöffnung eine perfekte Umsetzung der Neubauförderung durch Ökostromnachfrage nicht erwartet werden konnte. Jedoch muss aus den Unzulänglichkeiten gelernt werden. Deshalb müssen die Erfahrungen in zukünftige Ökostrom- und Zertifizierungsmodelle einfließen.

Kurzfassung IV.

Beim Händlermodell entwickelt sich derzeit eine besondere Situation: Die Erfüllung der Zusätzlichkeit erfolgt in der Regel über neue Wasserkraftwerke, die außerhalb öffentlicher Fördersysteme am Markt bestehen. Inzwischen gewährt vor allem Norwegen für Wasserkraftwerke seit 2009 eine staatlich garantierte Förderung, was die Vermarktung des in diesen Neuanlagen erzeugten Stroms mit Verweis auf einen zusätzlichen ökologischen Nutzen erschwert, wenn nicht unmöglich macht.

Weiterentwicklung des Zusatznutzens von Ökostromangeboten

Grundlage unserer Überlegungen für neue Konzepte für Zusätzlichkeit ist die Festlegung, wonach eine Ökostromnachfrage einen Zusatznutzen für die Energiewende bewirken soll. Bisher stehen naturgemäß der Ausbau und die maximale Aufnahme von EE-Strom in das Versorgungssystem im Vordergrund. Für ein Gelingen der Energiewende ist die Aufrechterhaltung der hohen Qualität an Versorgungssicherheit ebenso wichtig wie die Effizienzsteigerung.

Nach einer Analyse einer Reihe von Themenfeldern wurden drei identifiziert, für die wir im Grundsatz einen Beitrag zu den o.g. Zielen mittels Zusätzlichkeitskonzepten begründen können:

1. Effizienzmaßnahmen zur Senkung des Stromverbrauchs und von Lastspitzen
2. Flexibilität zur Integration fluktuierender Erzeugung
3. Marktaffine Ideen, die einen Zusatznutzen in einem Teilmarkt vermuten lassen und deshalb von Ökostromhändlern gut angenommen werden könnten.

Wir haben diese drei Felder einer tieferen Diskussion anhand von elf von uns definierten Bewertungskriterien unterzogen.

Zu 1.

Die massive Erhöhung der **Effizienz** ist Voraussetzung für die Energiewende. Im Gegensatz zum Ausbau der erneuerbaren Energien sind diesbezüglich jedoch bisher kaum Erfolge bisher erzielt worden. Dennoch halten wir Effizienz als Zusätzlichkeit trotz Notwendigkeit am Ende für nicht für praxistauglich hinsichtlich einer Ökostromzertifizierung. Eine Zusätzlichkeit im freiwilligen Ökostrommarkt muss auf den gesetzlichen Grundlagen zur Energieeffizienz aufsetzen. Diese Grundlage soll erst bis Sommer 2014 mit der Umsetzung der EU-Richtlinie in nationales Recht geschaffen werden. Weitere Aspekte: Erstens sollten alle Versorger zu Effizienzmaßnahmen gleichermaßen in die Pflicht genommen werden und dies nicht an die Ökostromtarife delegiert werden. Zweitens können Privat- und Gewerbekunden in keinem anderen Themenfeld so leicht selbst Initiative ergreifen wie bei Effizienzmaßnahmen. Es gibt guten Zugang zu Beratung und Förderprogrammen, so dass es für eine Umsetzung nicht eines Ökostromanbieters bedarf.

Zu 2.

In einem zukünftigen Energiesystem, in dem der Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere der FEE, stetig zunimmt, ist es notwendig, die Zeiten positiver und negativer Residuallast durch **Flexibilitätsoptionen** auszugleichen bzw. zu überbrücken, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierfür sind Flexibilitäten notwendig. Die Dringlichkeit und der Zeitpunkt ihres Einsatzes sind von mehreren Faktoren abhängig, z.B. welchen Anteil EE am Ende der Energiewende haben sollen. 80 oder 100% machen für den Flexibilitätsbedarf einen großen Unterschied aus. Zudem ist das Tempo der Energiewende entscheidend: Wie schnell soll aus fossilen Energien ausgestiegen werden? Je schneller Flexibilitätsoptionen eine technische und marktliche Reife erreichen, desto eher können die EE-Ausbauziele bzgl. Tempo und Umfang erhöht werden. Es wurden die Flexibilitätsmaßnahmen Speicher, Demand-Side-Management, Umwandlung in Wärme und das Zusammenwirken verschiedener Flexibilitätsmaßnahmen auf Sinnhaftigkeit für Zusätzlichkeiten untersucht. Ein zentraler Punkt bei

der Bewertung dieser Frage ist die Häufigkeit und das Volumen auftretender überschüssiger EE im Gesamtsystem, die sodann größtmöglich in das System aufgenommen werden sollen. Nach Auswertung diverser Studien treten Situationen überschüssiger EE in relevanter Menge erst jenseits der 50 % Anteil an der Gesamterzeugung auf.

Bei Umwandlung in Wärme konnten wir keine große technische oder politische Innovation feststellen. Die Technik des Tauchsieders ist einfach, der Einsatz folgt relativ stur einem Preissignal an der Strombörse. Hingegen gehört der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu den am besten verfügbaren und preisgünstigsten Flexibilitäten. Insbesondere die stromgeführte bzw. wind- und solargeführte KWK sollte gefördert werden. DSM halten wir für die Schaffung von Flexibilität für sinnvoll. Es ist in der Industrie eventuell heute schon rentabel einsetzbar, jedoch für Haushaltskunden sehr weit weg von einer Wirtschaftlichkeit. Speicher werden nach überwiegender Meinung der Wissenschaft erst in einigen Jahren notwendig werden, jedoch kann heute im Bereich der Forschung viel getan werden. Wichtig ist in jedem Fall die

Verknüpfung aller Flexibilitätsmaßnahmen auf einer zentral gesteuerten Plattform (Kombikraftwerk), wozu auch ein aktives Erzeugungsmanagement und vor allem auch eine gute Prognosegenauigkeit für Verbrauch und Erzeugung gehören. Vor dem Hintergrund, dass Flexibilitätsmaßnahmen sehr in die Zukunft gerichtet sind und entsprechende Erfahrungswerte fehlen, empfehlen wir vielfältige Maßnahmen in diesem Bereich als Zusätzlichkeit aufzugreifen, auch wenn sich im Laufe der Zeit einige als nicht praktikabel oder anwendbar herausstellen.

Zu 3.

Von den **marktaffinen Ansätzen** haben wir folgende nähere betrachtet: Integration fluktuierender Leistung in den Strommix der Ökostromkunden, der Aufkauf von Ex-EEG-Anlagen oder die Teilnahme am Regelenergiemarkt. Der Aufkauf von EEG-Anlagen, die sich nach Ablauf der Förderung einen Absatzmarkt suchen müssen, kann ein sehr sinnvolles Feld für Ökostromhändler darstellen. Jedoch werden erst in einigen Jahren nennenswerte Mengen verfügbar, so dass wir diesen Pfad aktuell nicht weiter verfolgt haben. Auch die Idee, Regelenergie

Kurzfassung VII.

aus EE anzubieten und damit auch in diesem Teilmarkt fossile Energien zu verdrängen (zumindest im negativen Regelenergiemarkt), scheitert heute an der Tatsache, dass keine Präqualifikation für Wind und PV möglich ist. Mit der *Grünstromvermarktung plus* sollen bestimmte Anteil fluktuierender Leistung in den Strommix integriert werden. Dieser an das bisherige Grünstromprivileg des EEG angelehnte Ansatz erscheint besonders als Zusätzlichkeit geeignet, da sie relativ einfach zu einem wichtigen Lösungsansatz zur Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) beiträgt, diese nämlich in den Bilanzkreis des Ökostromhändlers zu integrieren.

Zusammenfassend kommen wir zu dem Schluss, dass ein Engagement von Ökostromanbietern in den Bereichen der Flexibilität und der Integration fluktuierender Leistung für einen Beitrag zur Energiewende sinnvoller ist als die bisherige Förderung des Ausbaus der EE, da diese innovativen Maßnahmen zum einen immer dringlicher werden und zum anderen derzeit besonders auf Freiwilligkeit angewiesen sind, da sie noch kein rentables Geschäftsfeld darstellen bzw. kein Förderregime (wie z.B. das EEG) in Anspruch nehmen können.

Auch wenn sich viele gute Ideen bei näherer Betrachtung als nicht praktikabel erwiesen haben, so bleiben dennoch ausreichend viele, um daraus sinnvolle und machbare Zusätzlichkeit für Ökostrom zu entwickeln.

Weiterentwicklung der Zertifizierung durch Label

Die bisherigen Zertifizierungen sind geprägt durch Produktzertifizierungen, indem eine die einzuhaltenden Qualitätsmerkmale über das Produkt bzw. den Tarif definiert werden. Es bestehen Ansätze einer anbieterorientierten Bewertung. Beim Initiierungsmodell des ok-power Labels wird der Anbieter für seine insgesamt als Unternehmer getätigten Initiierungen von Zubau gewürdigt. Beim GrünerStromLabel kommt ein Ausschlusskriterium für Anbieter zu Geltung, die an Atomkraftwerken beteiligt sind. Bei der Untersuchung von Flexibilität wird deutlich, dass hierfür eine Anbieterzertifizierung eine größere Rolle spielen wird. Zwar könnten einige Maßnahmen aus dem Bereich der Flexibilität durchaus als Produktzertifizierung gehandhabt werden, indem sich die zu zertifizierende Leistung auf Basis der Anzahl der Ökostromkunden

(oder Absatzmenge) bemisst. Jedoch entkoppelt sich die Zusätzlichkeit häufig von der konkreten Produkteigenschaft des gelieferten Stroms, da die Eigenschaft des Stromes nicht mehr relevant ist, sondern dessen Absatz lediglich eine Bezugsgröße für zu erbringende Zusätzlichkeiten darstellt.

Elemente einer Anbieterzertifizierung werden auch deshalb relevanter, weil der Anbieter eine hauptverantwortliche Stelle für die Aktivitäten der Energiewende ist. Er entscheidet mit seinen Investitionen (bzw. unterlassenen Investitionen) wesentlich mit über den Erfolg oder Misserfolg der Energiewende. Bei den vorgeschlagenen Zertifizierungsmodellen haben wir einen Kunden im Blick, der im Anbieter den Kümmerer für die sichere Versorgung aus erneuerbaren Energien sieht. Er sucht nicht nur nach Orientierung bei der Tarifwahl, sondern auch bei der Wahl des Anbieters seines Vertrauens. Diesem Wunsch müssen die Zertifizierungen gerecht werden.

Das „*Grünstromvermarktung plus*“ ist dabei der einzige Vorschlag, bei dem eine Produktzertifizierung in der reinen Form weiterhin möglich.

Wir haben drei konkrete Vorschläge für neue Zertifizierungsmodelle entwickelt:

- „Fondsmodell Energiewende plus“ (Produktzertifizierung)
- „Energiewende-Anbieter“ (Anbieterzertifizierung)
- „Strommix aus fluktuierenden EE“ (Grünstromvermarktung plus; Produktzertifizierung)

Mit dem Energiewende-Anbieter schlagen wir bewusst ein Modell für eine Anbieterzertifizierung vor. Die beiden Vorschläge zur Produktzertifizierung können problemlos durch anbieterbezogenen Kriterien ergänzt werden.

Kurzfassung X.

Die Analyse der Vor- und Nachteile der Anbieterzertifizierung lassen deutlich werden, wie komplex eine Anbieterzertifizierung sein kann. Die Bewertung dessen, was opportunes Handeln im Sinne der Energiewende ist oder nicht ist, muss in aufwändigen, oft sehr subjektiven Bewertungsverfahren ermittelt werden. Diese Subjektivität wirkt aber dem Ziel entgegen, mit einem Label Objektivität herzustellen und zu kommunizieren. Wir raten deshalb zu einer überlegten und überschaubaren Vorgehensweise bei der Einführung von Anbieterkriterien.

Zusammenfassend geben wir 10 Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Zertifizierung mit dem Instrument der Label:

- 1:** Flexibilität und die Integration von erneuerbaren Energien sollten in den Mittelpunkt neuer Zusatzlichkeiten gestellt werden.
- 2:** Die Neubauförderung des Händlermodells sollte in seiner bisherigen Form langfristig auslaufen (lange Übergangsfristen im Händlermodell). Die Neubauförderung im Fondsmodell sollte auf die Förderung von PV-Anlagen in Ost-West-Ausrichtung

(Reduktion Peaklast) sowie Kleinwindanlagen reduziert werden.

- 3:** Das Initiierungsmodell sollte beibehalten werden. Es steht für eine sinnvolle Verknüpfung von öffentlicher Förderung und individuellem Engagement der Ökostromanbieter.

- 4:** Erdgas- und Biogas-befeuerte KWK sollten eine Wertschätzung erhalten, wenn sie zur Ausregelung von FEE verwendet wird.

- 5:** Bei der „Grünstromvermarktung plus“, also bei einem Mindestanteil fluktuierender Leistung im Bilanzkreis der Ökostromkunden, erscheint eine Mengensteuerung, und bei den Flexibilitäten eine Input-Steuerung (festgelegte Menge an Input, z.B. Euro) sinnvoll.

- 6:** Fortentwicklung des Fondsmodells hin zu Projekten mit klarem Bezug zur europäischen Energiewende und zur Förderung praxistauglicher Projekte (z.B. keine Grundlagenforschung).

- 7:** Bei den Zusatzlichkeiten im Bereich der Flexibilitäten braucht es Mut zur Optionsvielfalt.

Kurzfassung XI.

8: Wir sehen eine zunehmende Bedeutung von Elementen einer Anbieterzertifizierung. Das schließt eine Produktzertifizierung mit anbieterbezogenen Kriterien mit ein.

9: Für ein zukünftiges Fondsmodell sollte näher untersucht werden, wie es vermieden werden kann, Händler ohne Netz nicht zu benachteiligen.

10: Aus Kundensicht halten wir es für angebracht, über eine bessere konzeptionelle Abstimmung der verschiedenen Label nachzudenken.

Notwendigkeit zukünftiger Zertifizierung im Allgemeinen

Über den „Tellerrand“ der Label hinaus, haben wir die Weiterentwicklung von Zertifizierung aufgrund der bisher skizzierten Entwicklungen einer grundlegenden Analyse unterzogen und der Frage ausgesetzt, welche Notwendigkeit in Zukunft bestehen wird, den Verbraucher über Ökostromprodukte weiterhin aufzuklären und in welcher Form dies am besten organisiert werden kann.

Gütesiegel sind ein Symbol, das einem Produkt überhaupt erst die notwendige Darstellung seiner ökologischen Eigenschaft ermöglicht, wenn diese anderweitig nicht sichtbar gemacht werden kann. Ein „geübter“ Verbraucher mag vielleicht Altpapier von frischem Papier unterscheiden, aber schon bei Bio-Lebensmitteln und erst recht bei Ökostrom ist das nicht mehr möglich. Labels sind der unabhängige Garant für Produktqualität, der am Ende zwar nicht die Asymmetrie der Information zwischen Anbieter und Verbraucher ausgleichen kann – jedoch einigermaßen die „Machtverhältnisse“. Das Gütesiegel füllt sozusagen das Informationsvakuum des Verbrauchers. Insbesondere durch die drastische Zunahme an Tarif- und Anbietervielfalt ist die Verwirrung des Verbrauchers beim Thema Ökostrom nicht gesunken. Insofern ist eine Unterstützung bei der Wahl eines Ökostromtarifens und – eventuell bedeutender – bei der Wahl des Anbieters notwendig.

Labels befinden sich stetig in der Abwägung, auf der einen Seite durch hohe Qualitätsanforderungen den Kreis der Anbieter exklusiv und dadurch untereinander abgrenzbar zu machen. Auf der anderen Seite soll durch die Orientierungshilfe des Labels gegenüber dem Verbraucher eine Breitenwirkung entstehen, mit der Folge, dass möglichst viele Menschen das Label nutzen. Im Ökostrommarkt erodiert bei zunehmender Verbreitung bzw. Erfüllung eines Labels dessen Wirkung, indem das einst hohe Niveau der Anforderungen zum Standard wird. Eine solche Entwicklung kann positiv wie negativ bewertet werden. Die Massenfähigkeit eines Qualitätsstandards ist für die einen ein voller Erfolg und war auch schon immer das Ziel (nämlich den Markt zu entwickeln). Für andere verschwinden mit zunehmender Zahl zertifizierter Angebote die Vorreiterwirkung von Gütesiegeln und damit auch die Exklusivität, die von ihnen ausgehen soll.

Die Herausgeber von Label können auf eine solche Entwicklung wie folgt reagieren:

1. Beibehaltung der Rolle: Wenn der Markt bzw. die Zahl zertifizierter Tarife wächst, ist das Ausdruck des Erfolgs und in Ordnung. Ggfs. muss die Wirkung und Praxistauglichkeit der Kriterien des Labels regelmäßig überprüft werden.
2. Graduelle Verschärfung der Qualitätskriterien, um für die Kunden die Gewissheit der überdurchschnittlichen Qualität gegenüber anderen Produkten/Tarifen aufrechtzuerhalten.
3. Aufgabe wegen Erfolg: Das Label gibt seinen ursprünglichen Zertifizierungsauftrag bzw. -Gegenstand auf, weil das Qualitätsniveau weitgehend Standard geworden ist.
4. Das Label verlagert seine Zertifizierungsaktivitäten auf die Bereiche, in denen sich zukünftig die Unterscheidungsmerkmale für Ökostromanbieter ausprägen werden, nämlich auf der Ebene der unternehmerischen Aktivitäten für die Energiewende.

Kurzfassung XIII.

Alternativen zur Zertifizierung mit Label

Eine Qualitätssicherung bei Ökostrom ist weiterhin notwendig und angesichts der Vielzahl an Tarifen und Anbieter notwendiger denn je. Die Verbraucher brauchen jetzt erst recht eine Orientierung. Die Frage ist, wie sie die am besten bekommen. Hierzu haben wir Möglichkeiten jenseits der klassischen Label gesucht.

Label haben den Nachteil, dass sie nur zwei „Zustände“ kennen. Entweder hat man sie oder nicht. Jede weitere qualitative Unterscheidung innerhalb dieser zwei Kategorien kann nicht ausgedrückt werden. Zudem muss festgehalten werden, dass sich teilweise sehr erfolgreiche andere Formate bei der Informationsvermittlung an den Verbraucher etabliert haben. Beispiel hierfür sind die Test der Stiftung Warentest oder das Portal „Atomausstieg selber machen“.

Der Bedarf nach wirkungsvollerer und schnellerer Information für eine Wahl des Anbieters oder Tarifs ist unserer Auffassung nach evident.

Folgende Alternativen sollten in der weiteren Diskussion über die Weiterentwicklung von Zertifizierung berücksichtigt werden:

- Ranking
- Benotung
- Markwächter
- Kundenbewertungen
- Gesetzliche Regelungen

Die jeweiligen Optionen weisen jeweils Vor- und Nachteile auf. Ein Problem der Label können allerdings auch diese Optionen nicht beheben: es gibt für einen Anbieter kaum Motivation, sich zu verbessern. Allenfalls bei der Benotung könnte ein Anreiz bestehen.

Aussagekräftige Methoden sind leider meistens auch sehr aufwändig. Dies könnte kompensiert werden, indem sie weniger oft und in längeren Abständen durchgeführt werden.

Perspektivisch könnte an eine Zweiteilung der Aufgabe zur Informationsbereitstellung für den Verbraucher erfolgen:

- Schutz des Verbrauchers vor „Betrug“ bzgl. des Produktes selbst. Wo Ökostrom in versprochener Qualität drauf steht, muss er auch drin sein.
- Orientierung für Verbraucher bzgl. unterstützenswertem Beitrag für die Energiewende.

Erstere Aufgabe kann mit einfacheren Mittel, ggfs. unter Mithilfe eines Marktwächters sichergestellt werden. Zweite Aufgabe wäre eine umfangreichere Zertifizierung – in welchem Format auch immer. Den Aufwand müssten die Anbieter in Kauf nehmen.

Wichtig ist die effiziente Umsetzung neuer Zertifizierungsverfahren. Das größte Effizienzpotenzial ergibt sich sehr wahrscheinlich bei einer Vereinheitlichung oder gar einem Zusammengehen, jedoch mindestens einer Kooperation der unterschiedlichen Labelorganisationen.

Inhalt

1. Kurzfassung

1.1 Deutsch

1.2 English

Summary



Aims of the Project

The project was conducted during the period January to November 2013 for EnergieVision e.V., the issuer of the ok-power label. Its aim is to make a conceptual contribution to the further development of the voluntary green power market. The project focuses on three issues:

Taking stock of the current market, including a critical appraisal of the success achieved so far by the different support schemes for green power.

Identification of suitable new types of additionality for green power products by use of which consumers can make a contribution to the energy transition.

The effects of such new types of additionality on the certification process, in conjunction with the presentation of suitable formats and models of quality assurance to ensure consumer protection.

Status and Structure of the Voluntary Green Power Market

The voluntary green power market came into existence thanks to the liberalisation of the German energy markets in 1998. Green power suppliers deserve considerable credit for facilitating the development of the energy markets and effective competition within them. Even prior to the decision to phase out nuclear power and the introduction of the Renewable Energy Act in 2001, a switch of suppliers towards green power for many consumers constituted a strong expression of their support for the energy transition and their desire break up the monopoly structures of the energy industry. This motivation continues to this day.

The development of the green power market has been characterised by steady growth, which gained additional momentum from 2005/2006 onwards and has reached its preliminary peak in 2013 at an estimated volume of 5 to 5.5 million end customers. However, in recent months most green power retailers have experienced a noted decline in

Summary



consumers' willingness to switch suppliers. Furthermore, it must be assumed that about 20 percent of these customers receive green power not by their own choice but rather because their suppliers converted their entire customer portfolios to green power.

At more than 800, the national number of green power products is greater than ever. Yet more than half of the retailers serve fewer than 1,000 customers. Only 6 percent of green power suppliers have more than 100,000 customers.

The rise in the number of green power tariffs is mirrored by an increasing diversity of the types of green power suppliers. They range from 'pure' green power suppliers, which sell nothing but certified green power to private and business customers across the country, to the established grey power suppliers that offer non-certified green power along with their grey power tariffs.

Besides its quality, the ecological effectiveness of green power product depends on the extent to which it is demanded by consumers, thus allowing it to actually realise its environmental value-added.

Appraisal of the Existing Models of Additionality

Three models of creating ecological value-added have emerged:

- **Supplier Model:** The supplier must procure a given share of its power sold from new renewable energy plants that do not exceed a certain age (typically six years).
- **Fund Model:** Suppliers charge a premium which they collect in a fund and invest it in renewable power plants that could not operate profitably under the Renewable Energy Act.
- **Initiation Model:** Suppliers commit to invest a certain sum into additional renewable energy plants. The investment depends on their green power sales.

Summary



All of these models share the same underlying concept of additionality, which has for the last 15 years focused on additional renewable capacity. This concept was developed and implemented before the Renewable Energy Act became effective. Today we must establish, however, that the renewables expansion brought about by the Act greatly exceeds that which can be attributed to the demand for green power under the supplier model or the subsidisation of renewable power plants pursuant to the fund model. The initiation model, by contrast, utilises the Act and aims to influence the investment policies of green power suppliers and thus to accelerate the renewables expansion. The effectiveness of this model cannot yet be assessed reliably due to its relative recentness.

Both the supplier model and the fund model exhibit conceptual and methodological weaknesses, particularly with respect to the certification process. The establishment of evaluation criteria, threshold values and procedural standards remains a major challenge. Yet any assessment of each model's success must be made

in relation to the framework that existed when the models were devised and first implemented. We conclude that a flawless scheme of promoting renewables growth through the demand for green power could not fairly be expected under the circumstances that prevailed in the liberalisation period. This is not to say that lessons need not be drawn from the observed shortcomings. The valuable accumulated experiences must feed into new, improved green power certification schemes.

The supplier model is currently facing a particularly challenging situation: Pursuant to the model, additionality is typically delivered through new hydropower plants that operate outside of public subsidy schemes. Now that notably Norway has been granting guaranteed support to hydropower since 2009, the marketing of electricity from new plants as green power with additional ecological value-added has become difficult, if not impossible.

Summary



Further Development of the Additionality of Green Power Tariffs

Our deliberations on new concepts of additionality are based on the stipulation that the purchase of a green power product must entail value-added for the energy transition. So far the primary aims have naturally been the expansion and the maximum uptake of renewable energy into the power supply system. The energy transition furthermore requires the preservation of the high level of security of supply as well as improvements in energy efficiency.

Based on detailed analysis across a range of topics, three concepts of additionality were identified, which can be shown to contribute to the above aims:

1. efficiency measures to reduce power consumption and peak loads
2. flexibility to accommodate fluctuating renewable power generation
3. readily marketable ideas that suggest value-added in a submarket and that are therefore easily adopted by green power suppliers

Each of these three areas was subjected to rigorous discussion along eleven evaluation criteria which we have formulated.

ad 1:

Substantial improvements in **efficiency** are a major prerequisite for the energy transition. In contrast to the expansion of renewables, hardly any progress has been made so far in this field. Yet, despite its obvious importance, we do not consider energy efficiency a workable model of additionality for green power certification. Such additionality in the voluntary green power market would have to relate to the existing legal framework on energy efficiency. However, this framework is not expected before summer 2014, when the applicable EU Directive will be translated into national law. Further reasons that caution against the use of efficiency as additionality include, first, the fact that improved efficiency should be expected of all power suppliers, not merely of the certified ones. Second, nowhere can customers take independent action as easily as in the field of energy efficiency. Expert advice and financial support are readily available for everyone, the help of a green power supplier is not required.

Summary



ad 2:

In a future energy supply system characterised by large and increasing shares of fluctuating renewables energy, maintaining security of supply in the face of positive and negative residual loads will require sufficient **flexibility**. The urgency and timing of its deployment depend on several factors, such as the final share of renewable energy to be achieved in the course of the energy transition. 80 percent versus 100 percent can make a large difference in terms of the demand for flexibility. The speed of transition is equally important: How quickly is the exit from fossil energy to be achieved? The earlier the flexibility options achieve technical and economic marketability, the more ambitious the renewables targets and the speed of expansion can be. This project has examined the flexibility options energy storage, demand side management, conversion of power to heat, and the interaction of several flexibility options in terms of their suitability as additionality. A central point in the evaluation is the frequency and volume of excess renewable generation in the power system, which

should be absorbed to the greatest possible extent. According to numerous studies, considerable amounts of excess renewable energy are not to be expected before the renewables share reaches 50%.

Conversion to heat involves no significant technological or political innovation. Immersion heaters are straightforward applications and their operation is driven in a relatively simple fashion by price signals from the electricity exchange. Combined heat and power (CHP) in turn is one of the most readily available and cheapest flexibility options. Particularly wind and PV-driven CHP deserves support. We also consider demand side management a suitable source of flexibility. While already in operation in a limited number of industrial settings, the technology remains far from profitable for household customers. According to the majority of scientific opinion, energy storage will not be necessary for a number of years, yet research into storage technologies should receive increased support already today. In any case we stress the importance of connecting all flexibility options in a centrally monitored

Summary



platform (combined renewable energy power plant), which also necessitates active generation management and in particular accurate forecasts of loads and renewable generation levels. Given that flexibility measures are inherently geared towards the future and experience with them is lacking, we recommend considering a wide range of such measures for additionality, even if some of them will eventually prove impractical or unsuitable.

ad 3:

Among the **readily marketable approaches**, we have subjected the following ones to closer examination: integration of fluctuating renewable power into the costumers' electricity mix; the purchase of power plants that are no longer eligible for the feed-in tariff; and participation in the balancing market. The second of these is a very promising field for green power suppliers; however, it will be several years before significant amounts of power from such plants become available, therefore the approach is not pursued

further here. The idea of offering renewable balancing energy and thus replacing fossil power at least in the market for negative balancing energy likewise comes to naught because wind and PV currently cannot qualify for the balancing market. We propose instead the model "green power marketing plus", which would require certain shares of fluctuating renewables power to be integrated into the electricity mix. This approach, which leans on the 'green power privilege' ("Grünstromprivileg") of the Renewable Energy Act, appears well suited as additionality because it contributes, in a comparatively simple fashion, an important solution to integrating fluctuating renewable energy, namely by integrating it into the balancing group of the green power supplier.

Summary



In summary we conclude that the green power suppliers' efforts in the areas of flexibility and the integration of fluctuating renewable power would be a more valuable contribution to the energy transition than the expansion of renewables that has to far been the main objective. The reasons are that these more innovative measures become ever more pressing and that they remain dependent on voluntary efforts, given that as yet no business case and no central support scheme (such as the Renewable Energy Act) exists for them. Even though many promising concepts may eventually prove to be impracticable, we hold that a sufficient number of schemes are both valuable and feasible in order to devise new models of additionality for green power products.

Further Development of Label-Based Certification

The current certification schemes are predominantly product-based; the quality criteria are defined in relation to the power tariff. However, approaches to supplier-based evaluation exist. ok-power's initiation

model appreciates the supplier's support for the expansion of renewables on a company-wide level. "GrünerStromLabel" excludes suppliers that have holdings in nuclear power. Our analysis shows that a certification of suppliers must play a more prominent role if flexibility is to be counted as additionality. While some flexibility measures are compatible with product certification in the sense that the quantity of flexibility to be certified must correspond to green power sales or the number of customers, additionality becomes increasingly detached from the properties of the power tariff. Supplier-based certification is also becoming more prominent because it is the suppliers who are identified as responsible actors for the energy transition; it is the suppliers' investment that promotes, or fails to promote, the transition. In proposing new certification models, we have in mind a customer who regards her retailer as the guarantor of a secure supply of green energy. Increasingly, consumers look for guidance not only with their choice of tariffs but also in choosing a supplier they can trust. Certification must address this desire.

Summary



The “green power marketing plus” model continues to rely solely on product-based criteria.

We have developed three concrete proposals for new certification schemes:

1. “Fund model energy transition plus” (product-based)
2. “Supplier of the energy transition” (supplier-based)
3. “Mix of fluctuating renewables (greenpower marketing plus)” (product-based)

The introduction of a supplier-based scheme is quite deliberate. The two product-based models can easily be augmented with supplier-based criteria.

Our analysis of the pros and cons of supplier-based certification highlights the complexity of such models. To establish what constitutes valuable activities for the purpose of the energy transition requires extensive, at times very subjective evaluation. Such subjectivity threatens to defy the very aim of certification, which is

to provide and to communicate objectivity. We therefore advise that any supplier-based criteria should be introduced with care and measure.

By way of summary, we present ten recommendations on the further development of label-based certification schemes:

- 1: Flexibility and the integration of renewable energy should be at the core of new models of additionality.
- 2: The supplier model’s support of new renewable capacity should fade out in the long term. In the fund model, the support of new capacity should be limited to PV plants facing east or west (to reduce peak loads) as well as small wind power plants.
- 3: The initiation model should be maintained as it combines the support from the Renewable Energy Act and the investment behaviour of the supplier.
- 4: CHP plants that run on natural or renewable gas should be appreciated to the extent that they help to balance fluctuating renewables.

Summary



5: “Green power marketing plus”, a model that prescribes a minimum share of fluctuating renewables in the customers’ balancing group, is best monitored on the basis of the quantitative results, whereas flexible capacities are best suited to monitoring based on the input (e.g. a given amount of funding).

6: Further development of the fund model towards projects of the energy transition on the European level and support for practical applications rather than, for example, basic research.

7: New models of additionality to promote flexibility should comprise a diverse range of supported activities.

8: We expect an increasing role for elements of supplier-based certification. This includes product certification with supplier-related criteria.

9: Further development of the fund model must not disadvantage suppliers that have no ownership of the grid.

10: From a customer perspective, better coordination of the different labels appears desirable.

The General Necessity of Certification in the Future

Looking beyond the specific label and taking into account the trends delineated above, we have subjected the further development of green power certification in general to a fundamental analysis, asking whether the necessity to educate consumers about green power tariffs will persist in the future and, if so, in what form this can be best achieved.

A label is a symbol that enables a product to signal qualities which would otherwise be invisible. A well-versed consumer may be able to differentiate between recycled and ‘fresh’ paper, but organic food is virtually indistinguishable from standard produce and green power is physically the same as grey power. Labels are the independent guarantors of product quality; they reduce information and power asymmetries between sellers and buyers. The steep increase in the number of green power tariffs and suppliers has served to keep up the consumers’ level of confusion. For that reason consumers will continue to rely on support for their choice of green power tariffs and, perhaps more importantly, suppliers.

Summary



Labels face the perpetual trade-off between, on the one hand, maintaining strict quality requirements to keep the group of certified products small and distinct and, on the other hand, allowing as many consumers as possible to benefit from the guidance offered by the label. As the label becomes more widely used and fulfilment of its formerly strict criteria becomes the norm, the label loses its effect. Such a development may be perceived as positive or negative. A label's suitability for mass use will be seen by some as a success, as evidence of its ability to drive market development. Others will interpret the growing number of certified products as a waning of the label's pioneering role and the sense of exclusivity it should convey.

Label issuing bodies can react to such a development in a number of ways:

Maintain their role: Growth of the market and in the number of certified products is accepted as evidence of success. The effectiveness and viability of the

labelling criteria may have to be reviewed on a regular basis. *Gradually tighten the quality criteria* to reinforce the consumers' confidence in superior quality relative to other products or suppliers.

Abandon in the face of success: The issuing body abandons its original mission because the level of quality demanded by the label is becoming the market standard.

Relocate certification activities: The label relocates its activities to areas which will in the future serve to distinguish green power suppliers: business development activities for the energy transition.

Summary



Alternatives to Label-Based Certification

Given the multitude of products and suppliers, quality assurance of green power tariffs is more valuable than ever. Consumers will continue to rely on qualified guidance. The question is, how to provide that guidance? We have investigated a number of possibilities beyond the classical labels.

Labels have the distinct disadvantage of expressing only either of two states: Either the label is awarded or it is not. There is no scope of signalling degrees of quality within these two categories. A number of alternative formats of quality assurance have been established, some of them quite successfully (e.g. Consumer organization Stiftung Warentest).

The need for more effective and timely information to help consumers choose green power products and suppliers seems evident. The following alternatives should be considered in further discussions on the future development of certification:

- ranking of products / suppliers
- grading
- consumer watchdog
- customer evaluations
- statutory rules

Each alternative is associated with advantages and disadvantages. Yet none of them, with the possible exception of grading, can overcome one of the basic drawbacks of labelling: Suppliers have no incentive to improve their products. Sadly, any effective information scheme will require significant effort. This could be compensated if the evaluations are carried out at longer intervals.

Summary



The task of informing consumers may eventually split into two parts:

Consumer protection: Assurance that a green energy product actually has the advertised properties.

Guidance for consumers concerning the suppliers' positive contribution to the energy transition.

The first task is easily achieved, e.g. by means of a Watch Dog. The second task requires extensive certification – in whatever form. The suppliers would have to bear the added cost.

Importantly, any new certification scheme must be implemented efficiently. The greatest potential for improved efficiency may be expected from a unification of certification procedures or even a merger of the issuing bodies, but at least from a close cooperation of the different issuers.

Inhalt

2. Zur Studie

- 2.1 Ziel
- 2.2 Ausgangslage und Einbettung
- 2.3 Methodik

Ziel

Auftrag:

Der EnergieVision e.V., Herausgeber des ok-power-Label, hat das HAMBURG INSTITUT im Januar 2013 mit der Durchführung eines Projektes zur Weiterentwicklung des freiwilligen Ökostrommarktes beauftragt. Das Ziel besteht in der Darstellung von Pfaden, auf denen die so genannte Zusätzlichkeit für qualitativ höherwertige Ökostromprodukte innovativ in die Zukunft geführt werden kann. Die umfasst insbesondere auch die Zertifizierung und Qualitätsanforderungen an hochwertige Ökostromprodukte.

Ziel:

Der Schwerpunkt des Projektes liegt auf der inhaltlichen Ausgestaltung von zusätzlichen Beiträgen von Ökostromtarifen für die Energiewende. Gleichzeitig sollen mögliche adäquate Formate und Modelle der Zertifizierung als zentrale Qualitätssicherung für die Verbraucherinnen und Verbraucher erarbeitet werden. Wesentliche Maßgaben sind, dass das Projekt ergebnisoffen durchgeführt wird und relevante Akteure aus Strommarkt und Energiepolitik und Zivilgesellschaft in die Entwicklung einbezogen werden.

Inhalt

2. Zur Studie

2.1 Ziel

2.2 Ausgangslage und Einbettung

2.3 Methodik

Ausgangslage und Einbettung I.

Das Ziel des Projektes basiert auf aktuellen Entwicklungen, die viele Brancheninsider zu dem Schluss kommen lassen, dass der freiwillige Ökostrommarkt in den kommenden Jahren vor einer konzeptionellen und strukturellen Neuausrichtung steht:

- Der Markt ist inzwischen auf – je nach Schätzung – bis zu 5 Mio. Endkunden angewachsen. Dieser „Mainstream“ hat zur Folge, dass inzwischen über 800 Ökostromanbieter den grünen Strom bewerben. Entsprechend vielfältig und für den Verbraucher unübersichtlich sind die Angebote. Es besteht die These, dass Anbieter ihre Alleinstellung innerhalb des Marktes zunehmend schwieriger halten können. Dies betrifft vor allem Anbieter mit dem Anspruch eines besonders wirkungsvollen Energiewende-Profiles. Diese Entwicklung erfordert mehr Orientierung (als bisher) für den Verbraucher, nach welchen Qualitätsmerkmalen er sein Ökostromprodukt auswählen soll.
- Um den Stromkunden eine noch bessere Orientierung zu bieten, sind vor allem Zertifizierer wie EnergieVision und auch z.B. Umweltverbände gefordert, die Qualität von Ökostromangeboten zu diskutieren und zu definieren. Stromkunden erwarten hilfreiche und klare Antworten auf Fragen wie „Woran erkenne ich guten Ökostrom?“ und „Welches Angebot empfehlen Sie mir?“
- Die Anbieter sind nach einem kräftigen Wachstumsschub im Zuge der Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke und der Katastrophe von Fukushima (mit folgendem Atomausstiegsbeschluss) derzeit mit stagnierenden Kundenzahlen konfrontiert. Die Gewinnung von Kunden wird zunehmend teurer – ebenso die Bindung der Kunden.

Ausgangslage und Einbettung II.

- Die Entwicklung des Marktes lässt den deutlichen Schluss zu, dass Wachstum meistens eng mit energiepolitischen Ereignissen und Unfällen in Atomkraftwerken in einem kausalem Zusammenhang steht. Insofern kann die These aufgestellt werden, dass mit dem Beschluss zum Ausstieg aus der Atomkraft auch ein wesentlicher Treiber für das Marktwachstum verloren gegangen ist. Das versetzt Anbieter in ein strategisches Dilemma: Einerseits ist Ökostrom bei den Kunden so beliebt wie nie, andererseits ist eine Erhöhung des eigenen Kundenstamms sehr mühsam und teuer. Der Wettbewerb wirkt hier nicht nur über den Preis, sondern auch hinsichtlich der Überzeugungskräfte, Ökostrom zu einem wirksamen Handlungsinstrument des Verbrauchers in der Energiewende zu machen.
- Diese ökologische Zusatzwirkung ist das zentrale Argument, mit dem sich „gute“ Ökostromprodukte von „weniger guten“ oder gar „wirkungslosen“ (Stichwort „Greenwashing“) abgrenzen wollen. Die seit der Liberalisierung des Strommarktes gültige Formel, wonach mit der Ökostromnachfrage der Ausbau der erneuerbaren Energien gefördert werden soll, ist aber erheblich unter Druck geraten. Zum einen wird eine zunehmende Wirkungslosigkeit kritisiert, weil das EEG (wie vergleichbare öffentliche Fördermechanismen) wesentlich effektiver ist als die Nachfrage mittels des freiwilligen Ökostrommarktes. Europaweit fallen inzwischen fast sämtliche Neubauten von erneuerbaren Erzeugungsanlagen unter ein Förderregime, das die Handelbarkeit des Stromes als Grünstrom in manchen Ländern aufgrund ausgeschlossener Doppelvermarktung verhindert. Des Weiteren wird dieses Phänomen zunehmend das Angebot von „zusätzlichen“ Anlagen, welche keine Förderung innerhalb des öffentlichen Regimes in Anspruch nehmen können, verknappen. Dies trifft insbesondere auch auf norwegische Wasserkraftwerke, die den Großteil des freiwilligen Ökostrommarktes beliefern, zu. Diese Entwicklung wird schätzungsweise ab 2015 zu einer erheblichen Verknappung der Strommengen am Beschaffungsmarkt führen, wie sie die Neuanlagen-Kriterien der Label ok-power und TÜV vorschreiben (z.B. Alter nicht höher als sechs Jahre für ein Drittel der Strommenge).

Ausgangslage und Einbettung III.

- Vor dem Hintergrund dieser wesentlichen aktuellen Entwicklungen auf dem freiwilligen Ökostrommarkt zielt das Projekt auf die Schaffung einer fundierten Grundlage, auf der alle Akteure die Ideen und Konzepte für Ökostrom weiterentwickeln können. Im Fokus der Diskussion steht das Segment der „zertifizierbaren“ Ökostromprodukte, also der Tarife, die einen zusätzlichen Nutzen für die Energiewende stiften sollen. Es ist nicht Gegenstand der Studie zu bewerten, ob Ökostromprodukte ohne Versprechen eines Zusatznutzens „sinnvoll“ oder „schlecht“ sind.
- Im Mittelpunkt steht die Frage, inwieweit die Zertifizierung – so wie sie bisher definiert und organisiert ist – das ideale Instrument darstellt, um Qualitätssicherung für Verbraucher zu schaffen. Die kritische Analyse der Genese des nunmehr 15 Jahre bestehenden Marktsegmentes zeigt, dass die notwendigen Aufgaben für ein Gelingen der Energiewende über den Anlagenbau hinaus zunehmen (z.B. Versorgungssicherheit bei fluktuierender Leistung). Diese Herausforderungen

scheinen jedoch weniger über einen Tarif förderbar, sondern erfolgen vor allem über den Versorger, der sich diesen Themen stellt (durch Investitionen, Forschung etc.). Dies macht deutlich, dass die nicht zum ersten Mal ausgetauschten Pros und Kontras einer Produkt- versus Anbieterzertifizierung überdacht werden müssen.

Inhalt

2. Zur Studie

- 2.1 Ziel
- 2.2 Ausgangslage und Einbettung
- 2.3 **Methodik**

Das fast einjährige Forschungs- und Konsultations-Projekt zeichnet sich methodisch wie folgt aus:

- **Multi-Stakeholder Prozess:** Das Projekt stellt in weiten Teilen einen Multi-Stakeholder-Prozess dar, in dem insgesamt ca. 40 Institutionen, Anbieter und Akteure in die Diskussionen eingebunden waren.
- **Ergebnisoffenheit:** Das Projekt ist ergebnisoffen durchgeführt, so dass verschiedene Akteure aus dem Ökostrommarkt und der Politik – je nach individuellem Bedarf und Interesse – Inspiration für die Weiterentwicklung von Zertifizierungen gewinnen. Das Projekt bietet eine umfangreiche Analyse und daraus abgeleitete Vorschläge für die Strompraxis, ohne das Ergebnis durch eine abschließende und eindeutige Bewertung zu stark einzugrenzen.

- **Konzentration:** Aus einer Vielzahl möglicher Optionen für neue Engagements der Zusätzlichkeit wurden diejenigen ermittelt, deren Wirkung besonders relevant und machbar erscheinen. Diese „short-list“ wurde einer tiefergehenden Analyse und Diskussion unterzogen

In die Arbeit flossen die Erkenntnisse von insgesamt 15 Anbietern und Großhändlern ein, die wir persönlich interviewt haben. Die Auswahl der Anbieter stellte sicher, dass alle etablierten Label „vertreten“ sind.

Die Sichtweisen der Anbieter wurden angereichert mit einem umfassenden Fachwissen zur Integration von erneuerbaren Energien in das Energiesystem sowie zu den Ökostromkunden und ihren Bedürfnissen und Erwartungen. Einen zentralen Bestandteil des Projekts stellen vier Workshops mit Ökostromanbietern, Umwelt- und Verbraucherschutzverbänden, der Stiftung Warentest, Verbänden der Energiewirtschaft, dem Umweltbundesamt und dem Bundesumweltministerium dar. In den Workshops wurde die Rolle der Ökostromanbieter reflektiert und die Zukunft der Zertifizierung zum Teil kontrovers erörtert.

Diese Akteursvielfalt bei der Meinungsbildung hat zur Folge, dass die hier dokumentierten Argumente, Herleitungen und Sichtweisen zwar in weiten Teilen, aber eben nicht konsequent einen Konsens der Beteiligten darstellen. Es war unser Ansinnen, viele Aspekte und Strömungen einfließen zu lassen und festzuhalten (jedoch ohne Anspruch auf Vollständigkeit), was bei dem einen oder anderen Thema nicht ganz widerspruchsfreie Ausführungen zur

Folge hat. Sie sind Ausdruck der kontroversen Diskussion. Dennoch gilt selbstverständlich der Grundsatz, dass die nachfolgenden Ausführungen ausschließlich von den Autoren verantwortet werden.

Der inhaltliche Aufbau:

In einem ersten Schritt erfolgt ein kurzer Abriss der Entstehungsgeschichte des freiwilligen Ökostrommarktes, um eine Einschätzung und Bewertung des Erfolges des fÖM aus heutiger Sicht zu erleichtern. Anschließend werden die Entwicklung und die Struktur des freiwilligen Ökostrommarktes in einer kurzen Bestandsaufnahme anhand von Branchenbefragungen und den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur dargestellt (Kap. 3).

Wie in Kapitel 2.2 (Ausgangslage) skizziert, fußt die Motivation für die Suche nach neuen Modellen für nützlichen Ökostrom auf der Erkenntnis, dass die bisherige Fokussierung auf die Förderung des Ausbaus der EE an Grenzen stößt. In Kap. 4 erfolgt eine Herleitung der Idee der Zusätzlichkeit und wir analysieren die verschiedenen Modelle, die sich heute in den Zertifizierungen der Ökostromtarife etabliert haben: Händlermodell, Fondsmodell und Initiierungsmodell.

Ausgehend von der unveränderten Grundthese, dass Ökostromtarife mit einem Zusatznutzen für die Energiewende als „wertvoller“ beurteilt werden sollten als Tarife ohne jede ökologische Wirkung, leiten wir Ideen für neue Zusätzlichkeiten ab. Der Ausgangspunkt ist die Erkenntnis, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich derzeit erfolgreich verläuft und deshalb der Umgang mit fluktuierender Erzeugung und die Versorgungssicherheit zu den großen Gestaltungsaufgaben der Energiewende gehören. In

Kapitel 5 stellen wir deshalb Themenfelder möglicher hilfreicher Zusätzlichkeiten dar, deren positive Wirkung mit einer Nachfrage nach Ökostrom verknüpft werden könnte. Die hier zusammengetragenen Einschätzungen sind unter Berücksichtigung der aktuellen Diskussionsbeiträge aus der Wissenschaft, Politik und den Interessensgruppen der Energiewirtschaft entstanden. In einem stufenweisen Prozess wurden Schwerpunktthemen identifiziert, die einer tiefergehenden Betrachtung und Abwägung als Zusätzlichkeit für Ökostrom unterzogen wurden.

Zu diesen Themenfeldern zählen Flexibilitätsmaßnahmen und die Integration von fluktuierender Leistung in den Bilanzkreis der Ökostromkunden („Grünstromvermarktung plus“). Zur besseren einheitlichen Bewertung der Themenfelder wurde vorab ein Bewertungsschema entwickelt. Dieses umfangreiche Kapitel leitet mit einer ausführlichen Zusammenfassung zu der Sichtweise der Ökostromkunden auf dieses Thema über.

Um gezielt Zusätzlichkeiten und Zertifizierungen auf die Stromkunden ausrichten zu können, wird in Kapitel 6 die Sichtweise der Konsumenten analysiert. Wir verknüpfen dies mit einer grundsätzlichen Frage nach der optimalen Information des Verbrauchers über Produktqualität. Diese Diskussion, die auch einen Schwerpunkt in den Workshops bildete, wird in Kapitel 7 aufgegriffen, in welchem konkrete Vorschläge und Diskussionen für die Weiterentwicklungen der Zertifizierung dokumentiert sind. Abschließend soll über den Tellerrand des Labelling hinaus betrachtet werden, welchen Formate

sich für die Aufgabe, Verbraucher bestmöglich über Ökostromtarife und –anbieter aufzuklären, eignen könnten.

3. Der freiwillige Ökostrommarkt und seine Konzepte aus Anbietersicht

3.1 Entstehung

3.2 Struktur und Entwicklung

Entstehung I.

Der freiwillige Ökostrommarkt (fÖM) verdankt sein Entstehen der Liberalisierung der Energiemärkte Ende der Neunziger Jahre. Heute lässt sich resümieren: Ökostromangebote hatten und haben einen wesentlichen Anteil an der Entwicklung des Energiemarktes und einem funktionierenden Wettbewerb.

- Die Liberalisierung der Energiemärkte war eines der zentralen Projekte der EU-Kommission in den neunziger Jahren. Im Ideal beinhaltet sie einen möglichst ungehinderten Wettbewerb im Strom- und Gasmarkt mit folgenden Konsequenzen:
 - Kunden können ihren Anbieter frei wählen.
 - Anbieter dürfen jeden Kunden an jedem Ort versorgen.
 - Versorger müssen einen Zugang zum Netz zu gleichen Konditionen wie der örtliche Netzbetreiber bekommen.
 - Anbieter können den Vorlieferanten und die Erzeugungsart frei wählen.
 - Erzeugung und Netzbetrieb müssen unternehmerisch getrennt werden.
 - Der Strom- und Gaspreis wird an einem Marktplatz (Börse) gebildet.
- Jahre lang verhindert hat.
- Die Gründerzeit des fÖM war geprägt von heftigen Diskussionen innerhalb der Umweltbewegung über Vor- und Nachteile der Öffnung der Märkte. Wie sind Chancen und Risiken verteilt? Kann Marktmacht der großen Versorger wirklich durchbrochen werden? Haben erneuerbare Energien überhaupt eine Chance? Muss die Liberalisierung notgedrungen genutzt werden, da sie sowieso vollzogen werden wird? Würde eine Nutzung der Liberalisierung für die eigenen Ziele zu einem Dammbbruch bei den anderen Liberalisierungsthemen wie Wasser-versorgung führen?
- Eine Erfolgsbilanz der Liberalisierung kann an dieser Stelle nicht erfolgen. Erwähnt werden muss jedoch, dass die schlechte gesetzliche Um- und Durchsetzung der Marktöffnung in Deutschland, insbesondere die ausbleibende Regulierung der Netze, bis zur Einsetzung der Bundesnetzagentur als Regulierer im Jahre 2006 eine faire und gesunde Marktentwicklung über acht



- Heute kann festgehalten werden: Erneuerbare Energien (EE) können sich am freien Wettbewerb unter derzeitigen Bedingungen nicht refinanzieren. Fossile und atomare Kraftwerke jedoch auch nicht. Mit der Liberalisierung wurde eben auch deutlich, dass die bisherigen Kraftwerksstrukturen in Europa, insbesondere die Atomkraftwerke, das Resultat monopolistischer Strukturen waren und sind. Die jüngst beschlossene Einspeisevergütung für neue Kernkraftwerke in Großbritannien in Höhe von 10,6 ct/kWh unterstreicht dies. Insofern steht der Energiemarkt vor einem epochalen Umbruch. Die derzeitigen Preisbildungsmechanismen funktionieren für Neubauten in keiner Erzeugungsart optimal.
- **These 1:** Die Umweltbewegung und die Branche der EE stehen in dieser Situation vor der historischen Chance, das zukünftige Marktdesign für Strom, Wärme und Gas im Sinne einer CO₂-freien Energieversorgung mitzugestalten.
- **These 2:** Die über 15 Jahre aufgebaute Erfahrung mit liberalisierten Märkten prädestiniert den fÖM, sich an dieser Diskussion kompetent zu beteiligen!
- Eine Hand voll Anbieter geht 1999/2000 an den Start, meistens auf Initiative aus dem Umfeld der Umweltverbände und/oder der Szene der EE.
- Die Ziele der jeweiligen Anbieter sind hoch gesteckt: „mehrere hundert tausend Kunden in den ersten Jahren“ bis zu mehreren Millionen in zehn Jahren. Es wird deutlich: es soll nicht bei Referenzprojekten bleiben. Alle Anbieter wollen Ökostrom etablieren und mit Verbrauchermacht Energiewende betreiben.

Entstehung III.

- Die logische Folge waren intensive Diskussionen über Frage, was der freiwillige Ökostrommarkt und seine Angebote politisch und energiewirtschaftlich bewirken sollen und können. Der Diskurs verläuft recht kontrovers. Mit zwei wesentlichen „Störfaktoren“ muss umgegangen werden:
 - EEG: die garantierte Einspeisung und Vergütung von fast allen neuen EE-Anlagen schafft konzeptionelle Konflikte mit der Idee des Wettbewerbs und der Förderung der EE mittels Nachfragesteigerung.
 - ETS, der die CO₂-Ziele (und damit die Menge an CO₂) im Stromsektor europaweit festlegt (Cap). Folge: Jede durch Ökostromanbieter zusätzlich vermiedene Tonne CO₂ kann im Prinzip von einem anderen Handelsteilnehmer erworben werden. Das macht „freiwilligen“ Ökostrom als Beitrag zum Klimaschutz zur konzeptionellen Herausforderung.
- Als Ergebnis der Diskussion entstanden als Grundkonzepte das Händlermodell und das Fondsmodell. Weiterhin nahm die Frage der physikalisch-bilanziellen (zeitgleichen) Deckung von Fahrplan und Produktionslastgang versus einer Jahresmengenbilanz die Rolle einer wichtige Grundsatzfrage ein. Allen Ökostromkonzepten gemein ist jedoch der Anspruch, mit der Nachfrage den Neubau von Anlagen zu fördern.

Entstehung: Die Rolle des EEG I.

Das EEG „kollidiert“ dreifach mit der Ökostrom-Idee:

- Der regulatorische Charakter des EEG widerspricht dem Wettbewerbs-gedanken, den der fÖM nutzt.
- Auch die Ökostromkunden zahlen in der Regel EEG-Umlage.
- Das EEG ist unvergleichbar wirksamer bzgl. Zubau als der fÖM

- Das EEG war (und ist) ein regulatorisches, ordnungspolitisches Instrument, welches durch Garantie der Vergütung und Einspeisung Sicherheit für Investitionen in EE schafft und ihnen somit den entscheidenden Entwicklungsschub erlaubte. Dies stand zunächst und augenscheinlich im Widerspruch zum Wesen des liberalisierten Strommarktes. Es gab seinerzeit keine konzeptionelle Verbindung bzw. Schnittstelle zwischen dem freiwilligen Ökostrommarkt und dem geförderten „nicht“-freiwilligen Ökostrommarkt. Dies schien zunächst auch nicht notwendig. Mit dem EEG 2009 und mit der Fortentwicklung im EEG 2012 wurde in Form der Direktvermarktung versucht, eine Schnittstelle zwischen EEG und Markt zu schaffen. (Eine Bewertung des Erfolges oder Nichterfolges kann an dieser Stelle nicht erfolgen).
- Die EEG-Umlage müssen alle nicht privilegierten Stromkunden zahlen, was mindestens alle Privatkunden umfasst. D.h., der sowieso notwendige Aufpreis für gute Ökostromtarife wird für sie nochmals erhöht um eine ebenfalls von Ökostrom verursachte Umlage. Dies strapaziert die Mehrzahlungsbereitschaft nicht nur der bestehenden Ökostromkunden, sondern vor allem möglicher zukünftiger Kunden.
- Die Förderung der EE-Anlagen durch das EEG stört die „story“ des Ökostromwechsels zwecks Förderung des Ausbaus der EE. Denn es ist unbestritten, dass das EEG unvergleichbar wirksamer für den Ausbau war (und ist) als die Neubauförderung des fÖM.

Entstehung: Die Rolle des EEG II.

- Der fÖM war von Anbeginn an auf eine europäische Dimension angelegt.
- Den liberalisierten Strommarkt mit dem EEG zu einem wirksamen und zukunftsfähigen Energieförder- und Handelssystem zu verbinden, ist eine zentrale Aufgabe der aktuellen Energiepolitik.

- Wichtig erscheint uns der Hinweis, dass der freiwillige Ökostrommarkt von Anfang an die Liberalisierung nicht als nationales Phänomen nutzen wollte, sondern ganz bewusst die europäische Dimension gelebt hat. Der grenzüberschreitende Handel mit Ökostrom war in den Geschäftsmodellen von vorneherein angelegt. Verstärkt wurde dieses Vorgehen von der Tatsache, dass größere deutsche Wasserkraftwerke fast ausschließlich in Besitz der Atomkraftwerksbetreiber waren (und oft noch sind), was ein Ausschlusskriterium für viele Beschaffungsabteilungen war und ist.
- Nach Inkrafttreten des EEG im Jahre 2001 war lange Zeit unklar, ob das Gesetz sein Ziel erreicht und vor allem, ob es die folgenden Bundestagswahlen überstehen würde. Vor jeder Bundestagswahl nach 1998 führte regelmäßig eine kritische Diskussion zur Zukunft des EEG zu einer Verunsicherung bzgl. der Förderung der EE. Inzwischen ist die Abschaffung der Grundprinzipien des EEG (garantierte Vergütungshöhe und Einspeisevorrang) wieder auf der Tagesordnung.
- Somit stellte sich der freiwillige Ökostrommarkt auch als eine Art Rückfalloption dar, wonach politische Fehlentscheidungen bzgl. des EEG aufgefangen oder gemindert werden könnten. Die Zusätzlichkeit der freiwilligen Ökostromangebote war insofern für viele Akteure auch immer Ausdruck einer Skepsis gegenüber der Verlässlichkeit der Politik bzw. ein Spiegelbild der Unzulänglichkeit des EEG. Dieses Motiv könnte in naher Zukunft wieder aktuell werden.
- **Fazit:**
 - These: Den liberalisierten Strommarkt mit dem EEG zu einem wirksamen und zukunftsfähigen Energieförder- und Handelssystem zu verbinden, ist eine zentrale Aufgabe der aktuellen Energiepolitik.
 - Bei der Weiterentwicklung des EEG sollte der fÖM immer mitgedacht werden.

3. Der freiwillige Ökostrommarkt und seine Konzepte aus Anbietersicht

3.1 Entstehung

3.2 **Struktur und Entwicklung**

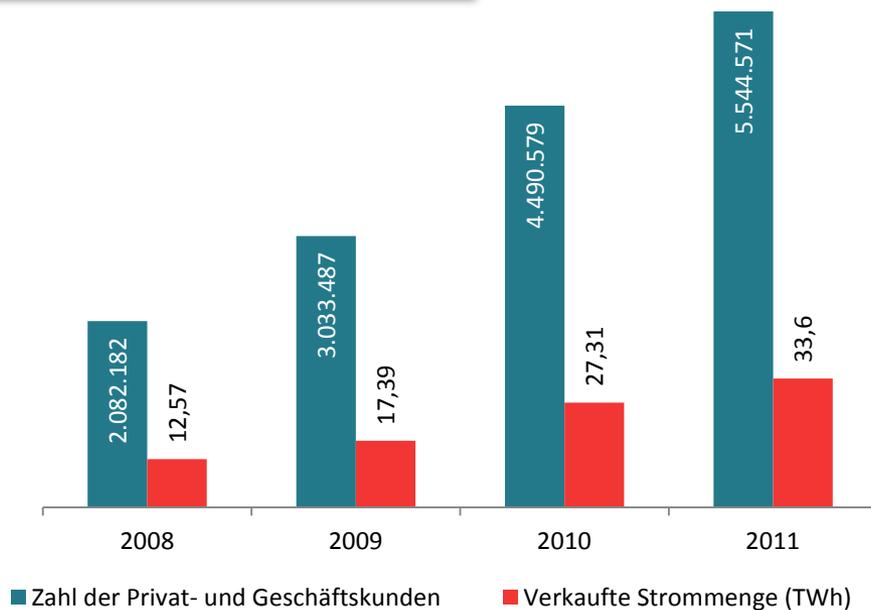
Struktur und Entwicklung: Wachstum des fÖM I.

Entwicklung der Privat- und Geschäftskunden sowie der Gesamt mengen

Links: Die Zahl der Ökostromkunden und –menge nach Erhebungen der Bundesnetzagentur für 2008-2011.

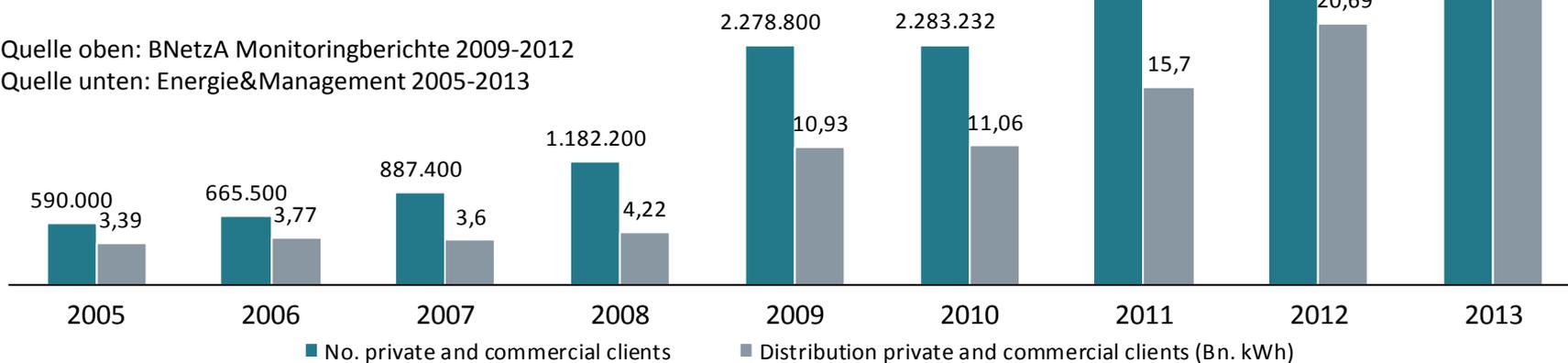
Unten: Absolute Zahlen der Ökostromkunden und Mengen nach E&M Branchenbefragung zwischen 2005-2013.

Beide Erfassungen verdeutlichen mit ihren Ergebnissen die Dynamik der Entwicklung.



Quelle oben: BNetzA Monitoringberichte 2009-2012

Quelle unten: Energie&Management 2005-2013





Kategorie	Gesamte Elektrizitätsabgabe in TWh (Anzahl)	Gesamte Ökostromabgabe in TWh (Anzahl)	Anteil an Abgabemenge bzw. Anzahl (Klammerwert) in Prozent
Haushaltskunden	127,4 (42.969.046)	13,9 (5.014.467)	10,9 (11,7)
Weitere Letzt- verbraucher	328,2 (4.179.030)	19,7 (530.104)	6,0 (12,7)
Gesamt	455,6 (47.148.076)	33,6 (5.544.571)	7,4 (11,8)

aus: BNetzA Monitoringbericht 2012, S. 123

Struktur und Entwicklung: Ausblick auf das Marktwachstum aus Sicht der Anbieter I.

Eine aktuelle Einschätzung zum Marktwachstum ist auf Basis von Marktforschung schwer zu treffen. Aus Gesprächen mit Anbietern und Weiterverteilern im Februar und März 2013 haben wir einen wertvollen Einblick in die Gedanken und Ideen der Anbieter bekommen, die zwar nicht repräsentativ sind, aber mindestens geeignet sind, die Diskussion anzuregen.

Einschätzung zum Wachstum des Marktes aus Sicht der Anbieter

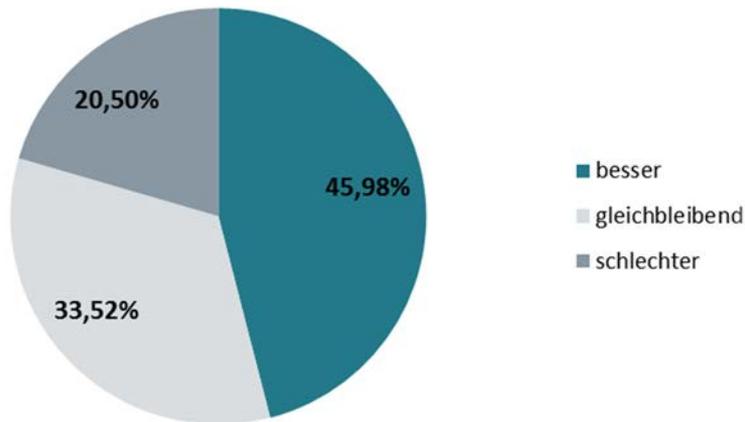
- Fast alle befragten Anbieter erwarten ein moderates Wachstum der Kundenzahlen in der nächsten Zeit, allerdings zeigen sich ganz erhebliche Unterschiede unter den Anbietern bzgl. deren jeweiligen Ziele mehr Ökostromkunden zu gewinnen. Entsprechend unterschiedlich stark sind die jeweiligen Vertriebsaktivitäten.
 - Nahezu einhellig wird die Einschätzung geteilt, dass weiteres Wachstum des fÖM nur bei sehr moderatem Aufpreis oder sogar keinem Aufpreis ggü. „Normalstrom“ realisierbar sei.
 - Fast alle Anbieter teilen aber auch die Auffassung, dass mit dem breiten Konsens bzgl. der Energiewende das Wachstumspotenzial für den Markt deutlich verringert wurde.
- Es herrscht bei vielen befragten Anbietern der Eindruck vor, dass Ökostrom für viele Kunden eine Selbstverständlichkeit wird, bzw. hohe EE-Anteile im Strommix von den Kunden sogar vorausgesetzt bzw. unterstellt werden.
 - Viele Kunden würden es höher wertschätzen, wenn der Anbieter in EE investiert statt nur ausländischen Ökostrom zu liefern.
 - Insgesamt muss erwähnt werden, dass fast kein Anbieter eine systematische „Kundenforschung“ betreibt

Struktur und Entwicklung: Ausblick auf das Marktwachstum aus Sicht der Anbieter II.

Die Umfrage von Energie&Management 2013 unterstreicht eine deutliche Abkühlung der Wachstumsdynamik. Einzelne Anbieter müssen sogar einen Kundenrückgang hinnehmen.

E&M befragte im Mai/Juni 2013 die Anbieter zur Entwicklung im laufenden Geschäftsjahr 2013: 175 Anbieter waren zu einer Aussage bereit. Davon gehen 107, also mehr als die Hälfte, von einer schlechteren oder gleichbleibenden Kundenentwicklung aus; nur 60 von einer leicht steigenden und nur 8 von einer deutlich steigenden Kundenzahl.

Selbsteinschätzung Absatz- und Kundenentwicklung von 2011 auf 2012:



Der Endkundenpreis spielt beim Erfolg des freiwilligen Ökostrommarktes eine bedeutende Rolle. Fast jeder erfolgreiche Anbieter musste oder muss im Preisvergleich bestehen, um so Neukunden zu überzeugen.

Dieser Trend hält nach wie vor an. Die Ergebnisse der E&M-Umfrage zeigen deutlich, dass diejenigen Anbieter, die von 2011 auf 2012 eine Verbesserung bei Kunden und Absatz zu verzeichnen haben, im Schnitt etwa 80 Euro (netto) pro Jahr günstiger sind als die Anbieter, bei denen im gleichen Zeitraum eine Verschlechterung der Kunden- und Absatzzahl zu verzeichnen war.

Quelle: Auswertung der Daten aus E&M-Ökostromumfrage 2013

Struktur und Entwicklung: Zahl der vom Anbieter auf Ökostrom umgestellten Kunden

Die hier ermittelten Fälle summieren sich auf rund 1,05 Mio. Abnahmestellen.

Aufgrund des erheblichen Aufwandes einer systematischen Untersuchung aller Anbieter, ist dies nur ein Ausschnitt auf Basis einer „Google“-Abfrage im April 2013.

Schätzt man die nicht erfassten Abnahmestellen vorsichtig auf weitere 100.000 Stück, so ergibt sich ein geschätztes Volumen von mindestens 1,15 Mio.

Abnahmestellen an „automatisch Umgestellten“, was bei angenommenen 5 Mio. Ökostromwechslern über 20% ausmacht.

Folglich können nicht mehr alle Ökostromkunden auch als „Stromwechsler“ bezeichnet werden.

Die Zahl der Stadtwerke, die ihre Kunden automatisch mit Ökostrom beliefern, nimmt stetig zu

Anbieter	Umstellungsdatum	Anzahl der Abnahmestellen
Die Energie SaarLorLux AG	01.01.2008	Ca. 90.000
Energie Süd West	01.06.2011	25.000
Entega	2008	Schätzung 350.000
Stadtwerke Bad Herrenalb	01.01.2011	Ca. 7.000
Stadtwerke Barmstedt		Ca. 3.000
Versorgungsbetrieb Bordesholm	01.01.2009	k.A.
Stadtwerke Brühl	01.04.2012	Ca. 22.000
Stadtwerke Emmendingen	01.03.2011	Ca. 6.000
Stadtwerke Hilden	01.01.2013	Ca. 35.000
Stadtwerke Kassel	30.10.2007	97.000
Stadtwerke Krefeld	01.05.2011	5.600
Stadtwerke Marburg	01.07.2009	Ca. 30.000
Stadtwerke Mosbach	2008	Ca. 14.000
Stadtwerke Neuburg	01.01.2012	Ca. 16.500
Stadtwerke Soest	01.01.2010	Ca. 27.000
Stadtwerke Speyer	01.01.2008	23.000
Stadtwerke Unna	01.01.2008	33.000
Stadtwerke Wedel	01.01.2007	Ca. 19.500
Stadtwerke Witten	01.01.2012	Ca. 64.500
Stadtwerke Wolfhagen	01.01.2008	Ca. 13.000
Wemag	2008	Ca. 170.000

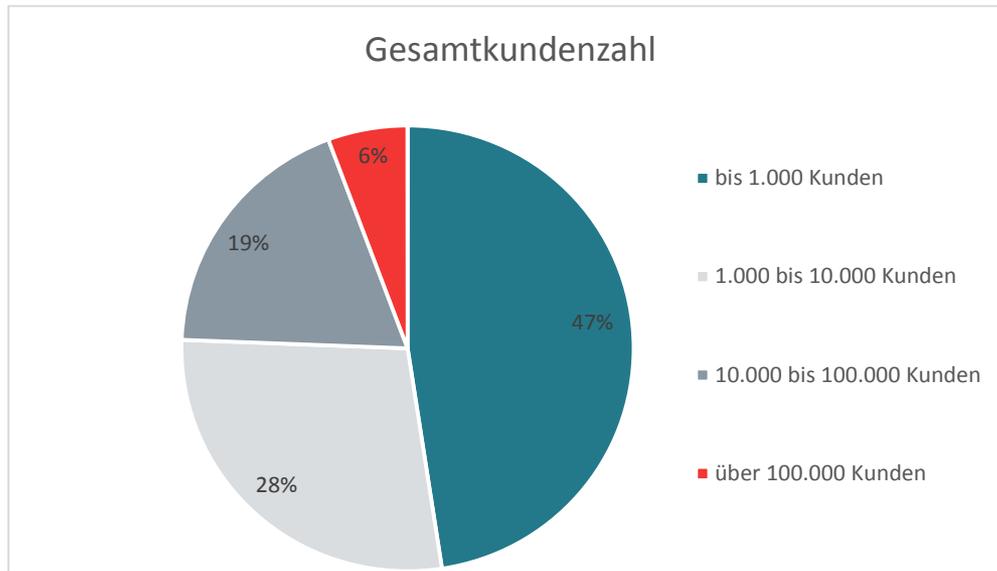
Quelle: Eigene Recherchen und Schätzungen anhand der Websites der Anbieter, durchgeführt im April 2013

Struktur und Entwicklung: Größe der Anbieter I.

Der fÖM startete mit sog. reinen Ökostromanbietern, die bundesweit Konkurrenz zu allen Stadtwerken und Regionalversorgern waren.

Erst mit zunehmendem Wettbewerb und dem Erstarben der Ökostromanbieter reagierten die Stadtwerke mit eigenen Öko-Tarifen.

- Über 800 Versorger bieten inzwischen Ökostrom an!
- Der freiwillige Ökostrommarkt ist geprägt von wenigen kundenstarken Anbietern und vielen kleinen Angeboten. Die Hälfte aller Tarife (zertifiziert und nicht-zertifiziert) weisen weniger als 1.000 Kunden aus.
- Darin spiegelt sich eine gewisse Rollenverteilung im Markt wieder: bundesweite Anbieter, die oft reine Ökostromanbieter sind, gegenüber den klassischen Stadtwerken, die Ökostrom als einen von vielen Tarifen anbieten
- Die Einteilung in bundesweite und lokale Anbieter greift jedoch zu kurz, da viele Stadtwerke auch bundesweit vertreiben, und das oft erfolgreich.
- Ein noch zu wenig beachteter Aspekt ist die Umstellung vieler Tarifkunden auf Ökostrom durch den Anbieter selbst, also ohne Wechselaktivität des Kunden.



Quelle: eigene Berechnungen auf Datenbasis Ökostromumfrage 2013 von Energie&Management

Struktur und Entwicklung: Größe der Anbieter II.

Die Anbieter lassen sich nach verschiedenen Kriterien kategorisieren. Dabei wird deutlich: Die Anbieter sind inzwischen eine heterogene Gruppe von Akteuren.

Nach Art des Ökostroms und der Kundengruppe

Alle PK und GK:
Ökostrom **mit**
Zusatznutzen

Alle PK:
Ökostrom **mit**
Zusatz-nutzen,
GK: Öko **ohne**
Zusatznutzen

Alle PK und GK:
Ökostrom
ohne Zusatz-
nutzen

PK: Ökostrom
mit Zusatz-
nutzen,
GK: Graustrom

PK: Ökostrom
ohne Zusatz-
nutzen GK:
Graustrom

Ökostrom **mit**
Zusatzn. ist nur
ein Angebot
neben Grau-
stromtarifen

Ökostrom
ohne
Zusatznutzen.
Ist nur ein
Angebot neben
Graustrom-
tarifen

Nach Marktgebiet und Lokalität

Bundesweite
Ökostromangebote
von reinen
Ökostromanbietern

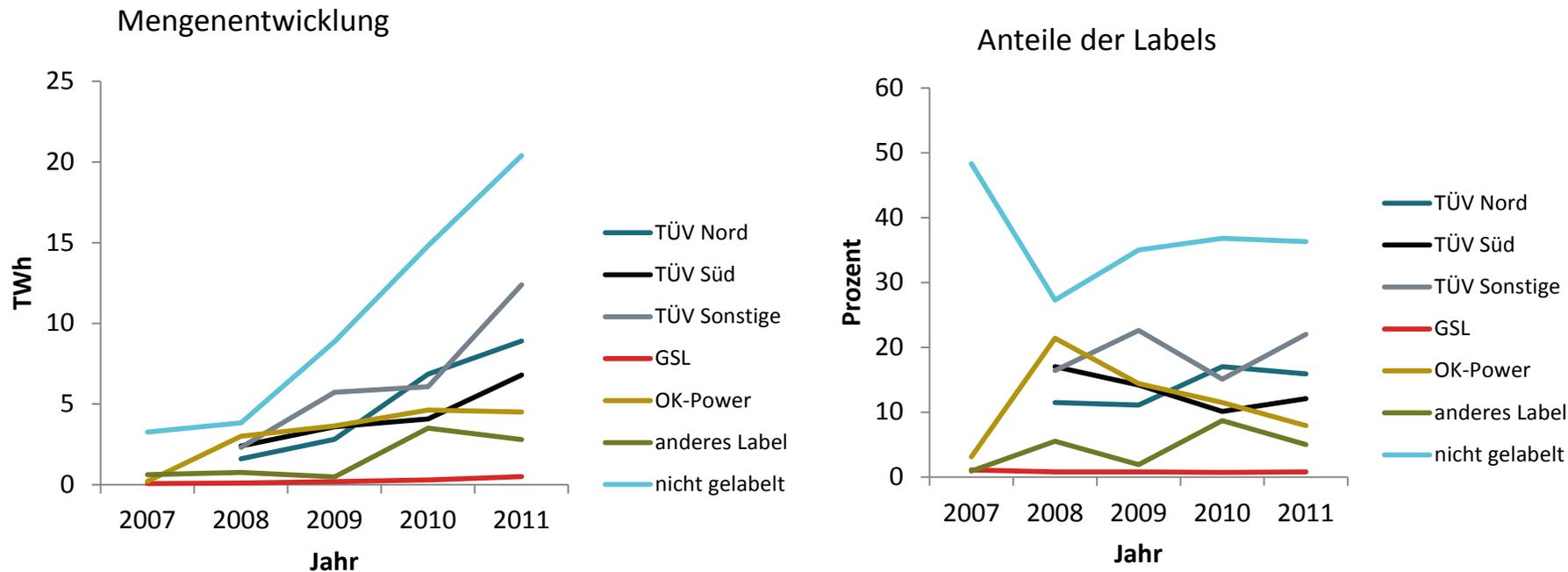
Bundesweite
Ökostromangebote
von herkömmlichen
Versorgern

Lokale
Ökostromangebote
von herkömmlichen
Versorgern

Versorger, die
Kunden automatisch
auf Ökostrom
umstellen (ohne
aktive
Willenserklärung
zum Wechsel seitens
des Kunden)

Struktur und Entwicklung: Übersicht Gütesiegel für Ökostromangebote /-modelle I.

Die Entwicklung der Mengen auf Basis der Monitoringberichte der BNetzA ab 2008 (=Berichtsjahr 2007) zeigen den Anstieg der als Ökostrom verkauften Strommenge. Auffällig ist, dass in den letzten Jahren die „Qualitätslabels“ ein deutlich schwächeres Wachstum erfahren haben als nicht-gelabelte Mengen.



Ein bisher nicht zu lösendes Problem bei der statistischen Betrachtung ist die Zählweise der Tarife, die mit zwei oder mehr Labeln zertifiziert sind. Auf Basis der Marktbeobachtung (u.a. auch die Nennungen in der E&M Umfrage) muss der Anteil der zweifach zertifizierten Anbieter als relativ hoch eingeschätzt werden, was die Aussagekraft der Angaben deutlich einschränkt.

Quelle: Monitoringbericht der BNetzA 2012

Struktur und Entwicklung: Übersicht Gütesiegel für Ökostromangebote /-modelle II.

Nicht alle Label sind gleichwertig. Deshalb greift eine Unterscheidung in „gelabelte“ und „nicht gelabelte“ Angebote unzureichend.

Labelanteile im Ökostromgeschäftsbereich 2011

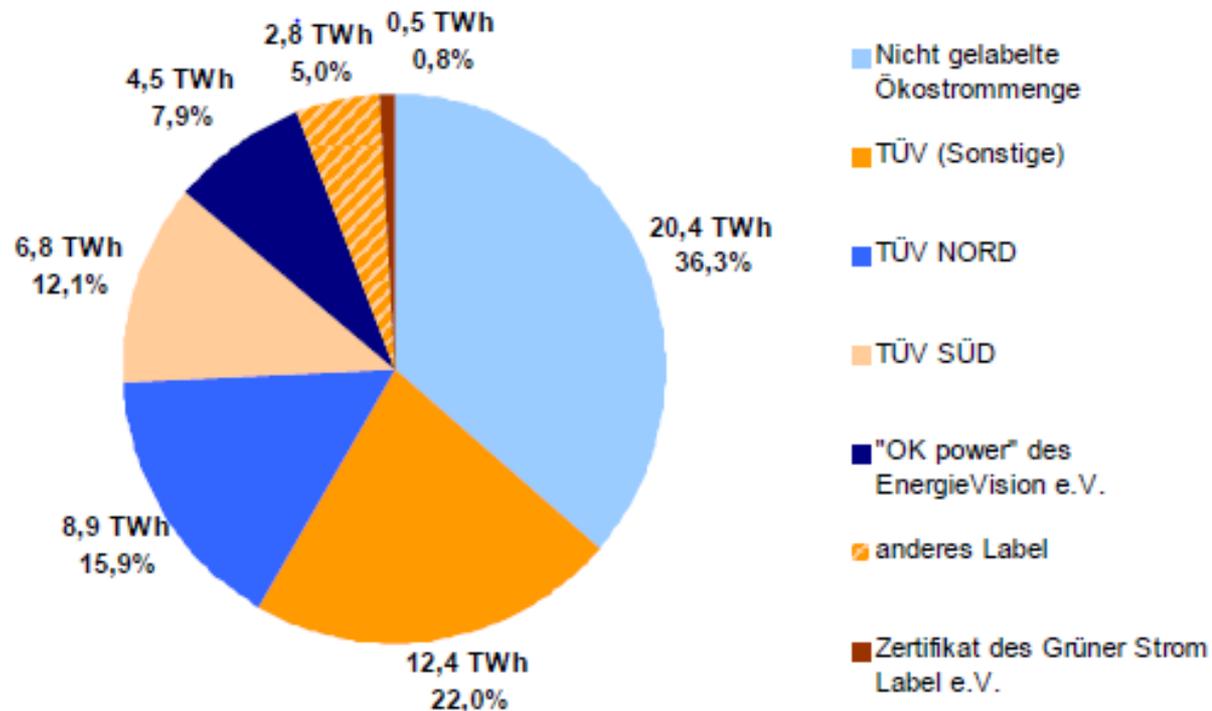


Abbildung 80: Labelanteile im Ökostromgeschäftsbereich 2011

Quelle: Monitoringbericht der BNetzA 2012

Welche finanziellen Mittel zur Umsetzung von Zusätzlichkeit
bestehen?

- Als Diskussionsgrundlage für das Projekt wurde angenommen, dass Ökostromvertriebe für die Erfüllung eines Label einen Kostenaufwand von ca. 0,1 – 1 ct/kWh (netto) aufbringen müssen. Für das Fondsmodell bei GSL ergibt sich eine Mischkalkulation von 1 ct./kWh für Privatkunden und bis zu 0,2 ct./kWh für Gewerbe- und Bündelkunden. Beim ok-power Label ist der Aufwand einem Marktpreis unterworfen, der mangels verfügbarer Daten nicht exakt ermittelt werden kann und nach unserer Einschätzung derzeit unter 0,5 ct./kWh liegt.
- Ausgehend von einem leicht unterdurchschnittlichen Stromverbrauch von ca. 3.000 kWh/a pro Kunde stehen den Ökostromvertrieben folgende zusätzliche Mittel für die Umsetzung einer Zusätzlichkeit zur Verfügung (in € pro Jahr)

Aufwand Kunden	0,1 ct/kWh	0,25 ct/kWh	0,5 ct/kWh	1ct/kWh
1	3	7,5	15	30
1.000	3.000	7.500	15.000	30.000
10.000	30.000	75.000	150.000	300.000
100.000	300.000	750.000	1.500.000	3.000.000

Wie unterscheiden sich die Endkundenpreise zwischen Ökostromtarifen und Graustromtarifen ?

- Eine seriöse fundierte Aussage zu den Preisunterschieden zwischen Öko- und Graustromtarifen erscheint nicht möglich, bzw. wäre nur im Zeitverlauf aussagekräftig:
- Viele Anbieter setzen ihre Preise entsprechend ihren Marktstrategien fest. Bei Markteintrittsstrategien liegen die Preise deutlich unter dem Schnitt. Dass dies relevant ist, zeigt der Umstand, dass Anbieter mit Kundenzuwachs derzeit im Schnitt rund 80 Euro günstiger sind (pro Jahr pro Durchschnittshaushalt) als Anbieter, die kein Kundenwachstum aufweisen (Quelle: E&M Ökostromumfrage 2013). Preise unter Vollkosten müssen später durch Preise über Vollkosten ausgeglichen werden.
- Neue Marktteilnehmer beschaffen zu evtl. niedrigeren Preisen als andere Anbieter, die eine Mischkalkulation aus den Vorjahren im Portfolio haben.
- Neue Anbieter haben in der Regel deutlich niedrigere Verwaltungskosten als etablierte Anbieter.
- **Fazit:** die Kostenstrukturen der Anbieter sind so unterschiedlich, dass bei einer stichtagsgenauen Preisanalyse keine generelle Aussage getroffen werden kann. Jedoch ist anzunehmen, dass langfristig Ökostromanbieter ohne Zusätzlichkeit in ihrem Öko-Tarif durchschnittlich keinen Kostennachteil gegenüber Graustrom haben, während Anbieter mit Zusätzlichkeit langfristig im Endkundenpreis durchschnittlich um den Betrag höher liegen, den die Zusätzlichkeit an Kosten zzgl. Umsatzsteuer verursacht.

4. Der Zusatznutzen von Ökostromangeboten

4.1 Ideen und Entwicklung

4.2 Bewertung verschiedener Modelle

4.2.1 Händlermodell

4.2.2 Fondmodell

4.2.3 Initiierungsmodell

4.3 Optionen zur Weiterentwicklung der bisherigen Konzepte für Zusatznutzen

4.4 Fazit zur Bewertung des ökologischen Zusatznutzen

Warum gibt es Ökostromangebote? – Weil Kunden sie nachfragen! Diese simple wie legitime Antwort ist bis heute die Grundlage des fÖM. Darüber hinaus identifizieren wir drei Nutzenkategorien des fÖM:

ÖKOLOGISCHER NUTZEN

- Ein ökologischer Zusatznutzen, der durch den Bezug von Ökostrom ausgelöst bzw. gefördert wird.
- In der Regel definiert als zusätzliche Senkung oder Verdrängung von CO₂-Emissionen; ausgelöst durch zusätzlichen Neubau (über den durch die Fördersysteme bewirkten Ausbau hinaus).
- Naturwissenschaftlich messbar (CO₂/kWh, kWh aus Neuanlagen, kWh aus geförderten Anlagen etc.)

GESELLSCHAFTLICHER NUTZEN

- Ökostrombezug als politisches Signal und Ausdruck eines Verbraucherwunsches nach Energiewende und Unabhängigkeit von den großen Versorgern.
- Fokus liegt (lag?) auf Auseinandersetzung mit Atomindustrie.
- „Messbar“ bzw. Ausdruck findend in Geldfluss, wonach das Geld für die Stromrechnungen in EE-Anlagen landet, bzw. bei Anbietern, die keine AKW betreiben.
- Persönliche „Bilanzierung“: xx kg CO₂-Einsparung ggü. einem herkömmlichen Strommix.
- Wie relevant diese Dimension für den Markt ist, zeigt die Korrelation von Marktwachstum und den energiepolitischen Ereignissen sowie Unfällen in AKW.

MARKTBEZOGENER NUTZEN

- Viele Ökostromanbieter gehören zu den Pionieren des liberalisierten Marktes.
- Viele regionale Ökostromangebote sind eine Reaktion auf den Erfolg der bundesweiten Anbieter.
- Ökostromanbieter sind Market Maker und zählen bis heute zu den dynamischsten Akteuren des Endkundenmarktes insgesamt.
- Schwer messbar (gewonnene Gerichtsverfahren gegen Netzbetreiber? Gesunkene Netzentgelte?...)

Idee und Entwicklung: Entstehung des „ökologischen Zusatznutzens“

Die Frage, was „guter“, „weniger guter“ oder gar „schlechter“ Ökostrom ist, wurde und wird an der Frage des ökologischen Zusatznutzens ausgefochten.

Greenwashing ist ein Dauerthema für den fÖM.



ALLEN ÖKOSTROMKONZEPTEN IST GEMEIN:

- Strommix enthält keine Atom- und Kohlekraft.
- Kriterien sollen einen wachsenden Markt bedienen und Vorbild für einen Gesamtmarkt sein.
- Die Kriterien hinsichtlich der ökologischen Zusätzlichkeit sind in Abgrenzung oder Wechselwirkung zum EEG (oder vergleichbaren Fördersystemen) formuliert.
- Förderung des Neubaus ist die tragende Säule der Glaubwürdigkeit für Ökostromangebote und -anbieter.
- Für Umweltverbände ist diese Frage von „guten“ Ökostrom von fundamentaler Glaubwürdigkeit für die Produkte.
- **Im Ergebnis eint seit fast 15 Jahren alle Definitionen und Ansätze zur Formulierung von „gutem“ Ökostrom, dass sie einen Nutzen bzw. Beitrag zum Ausbau der erneuerbaren Energien leisten sollen. Entweder über eine**
 - **Förderung von Anlagen, die zusätzlich zum EEG/Förderregime gebaut werden (ohne es zu nutzen), oder über eine**
 - **Förderung von Anlagen, für die das EEG/Fördersystem nicht ausreicht**

4. Der Zusatznutzen von Ökostromangeboten

4.1 Ideen und Entwicklung

4.2 **Bewertung verschiedener Modelle**

4.2.1 Händlermodell

4.2.2 Fondmodell

4.2.3 Initiierungsmodell

4.3 Optionen zur Weiterentwicklung der bisherigen Konzepte für Zusatznutzen

4.4 Fazit zur Bewertung des ökologischen Zusatznutzen

Bewertung verschiedener Modelle I:



Die Förderung des Ausbaus von erneuerbaren Energien manifestiert sich bei fast allen zertifizierten Angeboten in drei Modellen: Händlermodelle, Fondsmodelle, Initiierungsmodelle.

Zentraler Kerngedanke : Wie erfolgreich wäre ein Zubau, wenn viele oder gar alle Verbraucherinnen und Verbraucher zu einem solchen Modell wechseln würden?

HÄNDLERMODELL

- Anbieter versorgt Kunden mit Ökostrom, wobei ein Teil davon aus Neuanlagen bezogen wird, die durch die Nachfrage gefördert werden sollen.
- Neuanlagen sind Anlagen, die nicht älter als x Jahre sind (meistens 6 Jahre, aber auch Modelle mit 5 oder 3 Jahren) und die keine Förderung erhalten haben oder erhalten.
- Das Händlermodell ist das verbreitetste Modell.
- Beispiele: Die meisten ok-power und TÜV-Nord zertifizierten Anbieter.

FONDSMODELL

- Anbieter versorgt Kunden mit Ökostrom.
- Auf den Endkundenpreis wird ein Aufschlag erhoben, der für die Förderung neuer Anlagen verwendet wird, unter dem geltenden Fördersystem nicht wirtschaftlich betrieben werden können.
- Neuerdings können die Mittel häufig auch für andere Projekte im Sinne der Energiewende eingesetzt werden.
- Beispiele: Anbieter mit GSL-Label, EWS Schönau.

INITIIERUNGSMODELL

- Anbieter versorgt Kunden mit Ökostrom.
- Er investiert in Anlagen, die nach EEG vergütet werden. Dabei muss sein Engagement ein bestimmtes Volumen erreichen, welches im Verhältnis zu seinem Absatz steht.
- Im Prinzip wird das Engagement des Anbieters bei der Initiierung von Neuanlagen gewürdigt.
- Beispiele: entega, Hamburg Energie, Greenpeace Energy.

Bewertung verschiedener Modelle II:

Neben der Frage der richtigen Neubauförderung gab und gibt es weitere Unterscheidungsmerkmale zwischen den Ökostromkonzepten, bzw. -anbietern.

Diese bleiben dem breiten Publikum meist verborgen und sind, wenn überhaupt, nur einem Fachpublikum zugänglich.

- **Lieferung von Ökostrom in Viertelstundenfahrplänen (zeitgleich) vs. Jahresmengenbilanz:** Ein Anlass für jahrelange Grundsatzdiskussionen ist die Frage, ob die an die Kunden gelieferte Last viertelstundenscharf der Produktion der unter Vertrag genommenen Anlagen entspricht. Im Gegensatz dazu erfordert das sog. Jahresmengenmodell lediglich eine mengenmäßige Übereinstimmung von Ansatz und Beschaffungsmenge in der Jahressumme.
- **KWK-Anteil:** Die meisten Ökostromkonzepte ermöglichen auch den Einsatz von Erdgas in Kraft-Wärme-Kopplung und bezeichnen diesen auch als Ökostrom. Entsprechend fällt er dann als Option unter die Förderung im Sinne der Zusätzlichkeit. Ok-power hat ihn jüngst aus den Kriterien heraus genommen. Als Bestandteil des Mix spielte KWK bis vor Kurzem nur noch bei der EWS eine kleine Rolle. Alle anderen Anbieter haben KWK schon vor Jahren mangels Akzeptanz und mangels Kompatibilität mit Ausschreibungsbedingungen von 100% erneuerbare Energien aufgegeben.
- **Eigentumsverhältnisse des Anbieters und/oder Lieferanten:** Je politisch motivierter ein Ökostromangebot bzw. sein Anbieter ist, desto strenger sind die Vorgaben bzgl. einer Verflechtung der Vorlieferanten mit der Atomindustrie. Umgekehrt ist es immer ein Diskussionspunkt, inwieweit Ökostromangebote von Atomkraftwerkebetreibern „gut“ sein können.
- Auf viele weitere Punkte, wie z.B. spezifische Kriterien zu Biomasse, Wasserkraft etc. wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen.

Bewertung verschiedener Modelle III:



Im Folgenden werden folgende Ökostromkonzepte kritisch erörtert:

1. Händlermodell
2. Fondsmodell
3. Initiierungsmodell

Händlermodell I.

Die Hauptmechanik des Zusatznutzens besteht darin, dass ein Betreiber oder Investor durch den (zu erwartenden) Mehrerlös für Strom aus Neuanlagen gegenüber Normalstrom veranlasst wird, ein Kraftwerk außerhalb eines Förderregimes zu bauen.

- Die Mechanik setzt zunächst voraus, dass es grundsätzlich Neubaumaßnahmen außerhalb eines Förderregimes gibt. Dies scheint der Fall zu sein, denn sonst gäbe es derzeit nicht so viel zertifizierte Ökostrom-Mengen. Allerdings handelt es sich zu nahezu 100% um größere Wasserkraftwerke.
- Die Logik des Zusatznutzens durch Neubau unterstellt weiterhin, dass der Betreiber der Anlage aufgrund der Nachfrage zu einem etwas höheren Preis zu der Investition veranlasst oder zumindest positiv beeinflusst wurde (nachfrageinduzierter Ausbau).
- Es sind uns nur Einzelfälle bekannt, in denen dieser Mechanismus zur Wirkung kam. Dabei handelt es sich meistens um renovierte Wasserkraftwerke, deren Leistungssteigerung anlässlich der Nachfrage aus Deutschland zumindest zeitlich vorangetrieben wurde.
- Bei der Bewertung ist zudem zu berücksichtigen, dass sich der ökologische Zusatznutzen zum Bewertungszeitpunkt auf einen vergangenen Zeitraum, z.B. 6 Jahre, bezieht. D.h., die Zusätzlichkeit wurde bereits in Form neuer Kraftwerke vor dem Verkauf des Stroms an den Kunden realisiert. Der Kunde zahlt mit seinem Beitrag die Zusätzlichkeit „ab“.
- Dieser „Vergangenheitsbezug“ unterstützt die These, dass Kraftwerke mit nur geringer Wahrscheinlichkeit aufgrund eines zukünftigen Mehrerlöses gebaut worden sind. Tatsächlich sind „Neuanlagen“ qua Definition der Ökostromkonzepte faktisch Bestandsanlagen.

**Exkurs:
Bewertung des ökologischen
Zusatznutzen:
Händlermodell I.**

Beispielrechnungen zur Abschätzung inwieweit die Nachfrage nach Neuanlagen investitionsfördernd oder -auslösend sein können.

- Investitionsauslösend aus zeitlicher Perspektive?
 - Bedingungen für Investitionsentscheidungen,
 - Planungszeiten für große Wasserkraftwerke mind. 5 Jahre
 - Bauzeit 2-3 Jahre
 - Langfristige Finanzierung von bis zu 30 Jahren
 - Betriebszeiten von bis zu 100 Jahren
 - Laufzeit der Lieferverträge mit Ökostromanbietern betragen i.d.R. max. 5-6 Jahre.

Es ist unwahrscheinlich, dass eine Investition in Wasserkraftwerke durch eine entstandene Nachfrage nach Neubaustrom für die nächsten maximal sechs Frontjahre ausgelöst wurde oder wird. Die Vorlaufplanungen wären zu lange.

**Exkurs:
Bewertung des ökologischen
Zusatznutzen:
Händlermodell II.**

**Beispielrechnungen zur Abschätzung inwieweit die Nachfrage nach
Neuanlagen investitionsfördernd oder -auslösend sein können.**

- Investitionsauslösend aus finanzieller Perspektive?
 - Beispielrechnung: neue Wasserkraftanlage
 - Invest: 5.000 Euro/kW, bei 10 MW = 50 Mio. Euro;
bei 5000 Vollaststunden = 50.000 MWh/a
 - Als Neubaukraftwerk 6 Jahre vermarktbar: 6 x
50.000 MWh = 300.000 MWh x 5 Euro/MWh
(Aufpreis für Neubau) = 1,5 Mio. Euro Mehrerlös =
3% der Investitionssumme
 - 5 Euro ist ein hoher Preis für Neubaustrom, der
nur in der letzten Zeit für die Frontjahren 2013 ff.
erzielt werden kann.
 - Kommen weitere 6 Vertriebsjahre als „neue
Bestandanlage“ hinzu: bei 0,5 Euro/MWh =
150.000 Euro

Bei hohen Preisen für Neubaustrom (z.B. 5 Euro/MWh) würden bei einer 10 MW-Wasserkraftanlage innerhalb sechs Jahre bereits erhebliche Zusatzeinnahmen anfallen. Bei den in den letzten Jahren marktüblichen Preisen fallen diese deutlich geringer aus. Ob sie allerdings investitionsentscheidend sind, darf

bezweifelt werden. Höchstens fördern sie eine Beschleunigung der Pläne, um den Absatzboom bei Ökostrom zu nutzen.

Bewertung des ökologischen Zusatznutzen: Händlermodell III:

Fazit 1:

- Der Bezug der Förderung zu bereits gebauten Anlagen stellt die Logik des Mechanismus der Zusätzlichkeit auf eine gewisse Abstraktionsebene, die nicht unbedingt leicht nachzuvollziehen ist: Neue Anlagen sind faktisch bereits Bestandsanlagen.
- Die zusätzliche ökologische Wirkung des Händlermodells nimmt derzeit fast ausschließlich nicht geförderte Wasserkraftanlagen in den Fokus. Diese stehen zu über 90% in Norwegen, die restlichen in Österreich und der Schweiz.
- Es ist kein unmittelbarer Zusammenhang zwischen Zusätzlichkeit und Neubau nachzuweisen, jedoch werden die Mehrerlöse den Zubau zumindest begünstigen oder beschleunigen.

Fazit 2:

- Der grundsätzliche Wirkungsmechanismus des Neubau-Kriterium ist jedoch positiv zu bewerten. Die Grundsatzfrage ist: Wie wirkt die Zusätzlichkeit, wenn viele Verbraucher zu Ökotarifen wechseln?
- Würden Ökostromanbieter eine zunehmende Menge aus Neuanlagen beziehen müssen, würde das Preissignal irgendwann ausreichend deutlich werden, um Investoren zum Bau zusätzlicher neuer Anlagen zu veranlassen.
- Unter Rahmenbedingungen, wonach fast jede Neuanlage eine gesetzlich garantierte Förderung erhält, ist dieser Mechanismus des Händlermodells kaum wirksam. Gäbe es den gesetzlichen Förderrahmen jedoch nicht, wäre das Händlermodell vermutlich ein wirksames Instrument zur Förderung von neuen Anlagen, setzt aber eine entsprechende Zahlungsbereitschaft der Kunden voraus. Bei einer eventuellen Einschränkung der Wirksamkeit eines zukünftigen EEG, könnte die Bedeutung der freiwillig induzierten Nachfrage nach neuen Anlagen eine erneute Bewertung erfordern.

Exkurs: Förderung der EE in Norwegen und Schweden

Seit 1.1.12 gilt in Norwegen und Schweden ein gemeinsames, neues Fördersystem für erneuerbare Energien, was erhebliche Auswirkungen auf die Händlermodelle mit Neubauförderung haben wird.

Wie funktioniert das System?

Es wird ein Ausbauziel bis 2020 in Form einer produzierenden Menge von 26,4 TWh p.a. vorgegeben. Jede EE-Technologie erhält pro MWh ein Zertifikat. Diese Zertifikate, sog. Elcert's, müssen an Versorger verkauft werden, welche sie wiederum abnehmen müssen und an die Kunden anteilig auf den Strompreis aufschlagen. Der Preis wird durch Angebot und Nachfrage bestimmt.

Nachteil des Systems

- Viele zugebaute EE senken den Preis für Elcert's und machen somit das Investment unattraktiver.
- Es besteht ein Ausbau-Cap; für NOR und SWE zusammen. Weitere Ziele unklar, was gerade bei planungsintensiven Investitionen den Anreiz hemmt.

Weiterführende Idee für Neubaukriterium:

- Man kauft Ökostrom aus dieser Quote heraus und zwingt damit den Markt, diese Menge neu bereit zustellen, um am Ende das Mengenziel zu erreichen.
- Kritik: man müsste den Strom langfristig herauskaufen, damit dies zusätzliche Investitionen auslöst.
- In D würde die Sinnhaftigkeit dieser Zusätzlichkeit evtl. schwierig zu vermitteln sein.

Auswirkungen dieser Entwicklung auf das Händlermodell:

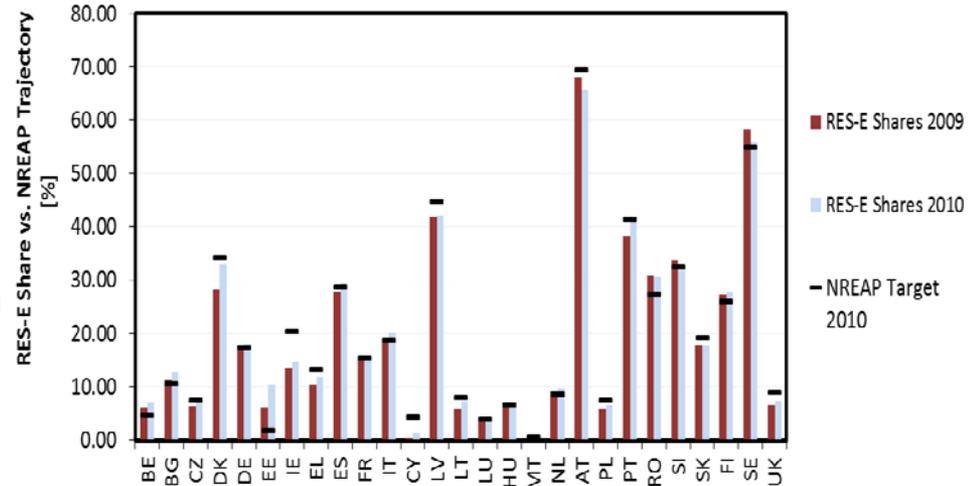
- Fast alle neu gebauten Wasserkraftwerke in NOR fallen unter die Förderung. Das bedeutet, dass sie in D nicht mehr als zusätzliche Neubauanlage vermarktet werden können.
- Dieses Problem besteht seit 2009 zunehmend, da ab 1.9.2009 in Betrieb genommene Wasserkraftwerke Zertifikate ausgestellt bekommen können.
- Ab 2015 (Neuanlage: sechs Jahre alt) werden neue norwegische Wasserkraftwerke kaum zur Erfüllung der Neubaukriterien vielen Anbieter zur Verfügung stehen.

Exkurs: Auswirkungen der EU-Richtlinien auf den fÖM, insbesondere auf das Händlermodell

Ein Grundsatz der europäischen Energiepolitik besteht darin, dass Ziele für jeden Mitgliedsstaat (MS) angestrebt werden, aber die Maßnahmen zur Zielerreichung Aufgabe der MS bleiben.

Erneuerbare Energien:

- Die EE-Richtlinie (2009/28/EG) gibt jedem MS verbindliche Ausbauziele vor.
- Jedes Land hat Fördersysteme entwickelt und fast jede Neuanlage ist heutzutage Gegenstand staatlicher Förderung, wodurch die jeweilige Anlage nicht als zusätzliche Neuanlage für den fÖM zur Verfügung steht (es sei denn, sie verzichtet auf die Förderung).
- Grenzüberschreitender Handel mit Ökostrom wird nicht auf diese Ziele angerechnet.
- Zubau von EE in jeweils anderen MS ist folglich wirkungslos für nationale Zielerreichung. Strombezug aus ausländischen Neuanlagen unter Verzicht der dortigen Förderung führt zu einer Entlastung des dortigen Fördervolumens.
- Ist das sinnvoll? Denkt man die Energiewende konsequent europäisch, wäre das akzeptabel. Aber warum sollten deutsche Ökostromkunden ein ausländisches Fördervolumen entlasten?



Quelle: Renewable Energy Progress Report (COM (2013)175 final, S. 4)

Stand der Zielerreichung (Abb. oben):

Im Jahr 2010 haben 15 MS im Strombereich ihr Ziel verfehlt, sind aber nach Auffassung der EU-Kom auf dem Zielpfad. Mit dem Fortschrittsbericht vom März 2013 bezweifelt die EU-Kom, ob die Zwischenziele 2012 angesichts der Probleme bei der gesetzlichen Förderung und vor allem dem Vermarktungsaufwand bei den Genehmigungsverfahren erreicht werden. Zu bedenken ist auch der Umstand, dass die Anteile der Zielerreichung in den Auspfaden in den letzten Jahren vor 2020 als am höchsten geplant sind.

Das Fondsmodell „sammelt“ Kapital aus den Erlösen des Anbieters, um es in Anlagen zu investieren, die trotz Förderung nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Das Fondsmodell kann auch zur Finanzierung anderer unwirtschaftlicher, aber sinnvoller Maßnahmen der Energiewende angewendet werden.

Die Hauptmechanik des Fondsmodells:

Der Anbieter führt einen Teil seiner Einnahmen/kWh in einen (meist unternehmensinternen) Fonds. Beim GSL beträgt der abzuführende Förderbeitrag bei Kunden unter 20.000 kWh/a mindestens 1 ct./kWh netto. Bei Kunden zwischen 20.000 und 100.000 kWh/a sind es mindestens 200 Euro pro Jahr. Kunden ab 100.000 kWh/a müssen 0,2 ct./kWh netto abführen. Die Mengen von der jeweiligen Abnahmestellen der Bündelkunden dürfen addiert werden.

Bei ok-power wird auf einen einheitlichen abzuführenden Betrag verzichtet. Vielmehr ergibt sich der vom Anbieter zu leistende Beitrag aus einer Umrechnung des Zuschussbedarfs, der bestimmten Maximalwerten unterworfen ist. Das Fondsmodell des ok-power-Label enthält im Unterschied zum GSL eine Mengensteuerung dergestalt, dass ein durch Bezuschussung geschaffener Umweltnutzen für eine Menge nachgewiesen werden muss, die einem Drittel des Absatzes entspricht.

Der ökologische Zusatznutzen entsteht beim Fondsmodell dadurch,

1. dass ein Investor/Betreiber durch den Betriebskostenzuschuss oder Investitionskostenzuschuss aus dem Fonds veranlasst wird, ein Kraftwerk außerhalb eines Förderregimes zu bauen oder (der häufigste Fall) ein Kraftwerk unter einem Förderregime gebaut wird, welches nur mit einem Zuschuss wirtschaftlich betrieben werden kann,
2. dass ein Anbieter mit den Mitteln des Fonds andere Maßnahmen in der Energiewirtschaft fördert, die zur Energiewende beitragen. Diese Optionen werden vom GrünerStromLabel angeboten.

Zu 1.: Im Falle von einmaligen Investitionszuschüssen erfolgt der Zuschuss nur für Anlagen, die noch nicht in Betrieb gegangen sind. Er muss im Jahr der Inbetriebnahme ausgezahlt werden. Beim ok-power-Label muss pro geförderter Kilowattstunde mindestens 0,75 ct. Zuschuss erfolgen. Somit soll verhindert werden, dass Anträge auf Förderung mit minimalen Unwirtschaftlichkeiten und damit verbundenen Grenzfällen, die zur Mitnahme der Förderung einladen, ausgeschlossen werden.

Beim GrünerStromLabel gilt die Regel, wonach Zuschüsse nur bis zum Erreichen einer Eigenkapitalverzinsung von 6%/a gefördert werden. Nach oben sind die Förderungen i.d.R. auf einen bestimmten Prozentsatz der Investitionskosten beschränkt, z.B. 10% für PV bei GSL; 30% bei Kleinwindanlagen. Bei ok-power sind es für PV-Anlagen 15% des EEG-Satzes, 25% für alle übrigen EEG-Anlagen.

Die eingenommenen Förderbeträge müssen spätestens bis zum Ablauf des auf die Zahlung des Kunden folgenden Kalenderjahres (ok-power) bzw. dem zweiten Kalenderjahres (GSL) ihrem Zweck entsprechend eingesetzt werden.

Bei Fondsmodellen auf dem Prinzip eines **Revolving-Funds** wird in neue Anlagen investiert, wobei die Mittel später wieder zurückfließen. Somit ist der Zuschuss in der Wirkung einem Darlehen ähnlich.

Bei einer Förderung nach 2.) erfolgen Investitionen aus dem Fonds in andere Maßnahmen zur Energiewende als dem Neubau von Anlagen, z.B. in Kombikraftwerke, Speicher, aber auch im Wärmebereich und smart grids.

Eine Analyse des bisher erzielten Zusatznutzens des Fondsmodells ist kaum möglich, da die Angaben hierzu sehr unterschiedlich sind: von den notwendigen Angaben, nämlich der Fördersumme insgesamt, der Anlagenzahl und der Leistung werden von den Anbieter und vom Zertifizierer in der Regel immer nur ein oder zwei von drei möglichen Angaben gemacht, so dass ein Gesamtbild über den bisherigen Erfolg des Fondsmodell nicht möglich ist. Einmal wird von den betreffenden Anbieter lediglich die Anzahl der geförderten Kraftwerke angegeben, einmal die Gesamtleistung, ein drittes Mal nur die investierte Geldsumme. Da ok-power kaum Anbieter nach dem Fondsmodell zertifiziert hat, sind die Angaben des GSL relevanter. Demnach wurden seit Beginn der Zertifizierung 900 Anlagen bezuschusst. Bis 2011 wurden nach eigenen Angaben rund 27 Mio. Euro investiert. Nach der neuen Optionen, nämlich der Förderung neuer Energiewendeaktivitäten, wurden bisher nur eine Handvoll Projekte gefördert. Die EWS aus Schönau hat mit ihrem Fondsmodell mehr 2.000 Anlagen mit insgesamt knapp 20 MW bezuschusst. Die überwiegende Mehrheit der geförderten Anlagen sind Wind- und PV-Anlagen.

Zu 1) Investitionszuschüsse zu Neubauanlagen:

Wie beim Händlermodell stellt sich auch beim Fondsmodell die Frage, ob die Anlage nachweislich nur gebaut wird (worden ist), weil entsprechende Mehrerlöse aus dem Ökostromabsatz als Zuschuss verwendet werden.

Bei einmaligen Zuschüssen ohne späterem Rückfluss macht es wenig Sinn, den Bau an unwirtschaftlichen Standorten zu fördern, während es noch möglich wäre, an besseren Standorten ohne doppelte Förderung zu bauen. Die zusätzliche Förderung macht also nur in solchen Strommärkten Sinn, in denen das Förderregime überwiegend nicht ausreicht. Für Deutschland ist das derzeit nicht der Fall.

Kritisch sind auch Regelungen zu sehen, wonach erst ab einem bestimmten Förderbetrag bezuschusst werden kann, um Grenzfälle zu vermeiden. Dies widerspricht der Logik des Fondsmodells, da dadurch Standorte gefördert werden, die unwirtschaftlicher sind als andere Standorte, die mit weniger als dem Mindestzuschuss/kWh Zuschuss auskämen.

Die Nachprüfung und vor allem die Quantifizierung eines wirtschaftlichen Bedarfs ist methodisch kompliziert. Gerade im Windbereich kann durch minimale Änderungen an dem Wirtschaftsplan „Unwirtschaftlichkeit“ eintreten (z.B. durch Änderung des Sicherheitsabschlages bei Windertragsprognosen um nur wenige Prozentpunkte).

Auch mit der Anwendung eines Mindestförderbetrages besteht die Gefahr, dass sich die Wirtschaftlichkeit just an die Grenze zu diesem Mindestförderbetrag „verschiebt“.

Für Windstandorte ist die Überprüfung schwieriger als bei PV-Standorten, da erstere ihre Preise für die Anlagen in der Regel am prognostizierten Windaufkommen orientieren. Auch die Wahl der Form und Vertrages für Wartung und Instandhaltung ist oft mit dem Maschinenpreis gekoppelt und kann damit die Wirtschaftlichkeit erheblich beeinflussen.

Die bei Fondsmodellen angewandte Regelung, wonach Investitionszuschüsse an Neuanlagen im Jahr der Inbetriebnahme ausgezahlt werden, führt nur zu einer theoretischen ex-ante Berechnung der Bedürftigkeit. Würde hingegen bereits nach dem vollen ersten Betriebsjahr die Verlässlichkeit der Ertragsprognose und damit der Förderbedarf geprüft und ggfs. angepasst werden.

Jedoch widerspräche eine Anpassung des Fördervolumens nach dem ersten Betriebsjahr der Logik der Förderung, die nur dann in Form des Baus der Anlage wirksam wird, wenn der Betrag als eigenkapitalähnlicher Zuschuss gewährt wird.

Problematisch ist das Verfahren zur Ermittlung der exakten Bedürftigkeit einer geplanten Anlage. Eine exakte Ermittlung ist wegen der Mindest- und Maximalbeträge bei der Zuschusshöhe notwendig. Keiner der Zertifizierer führt jedoch eine wirtschaftsprüfungsfeste Due Diligence der Antragsteller durch. Es muss sogar eher vermutet werden, dass die Prüfung der Anträge auf Zuschuss von fachlich nur oberflächlich erfahrenen Personen erfolgt, die auf die Angaben des Antragsteller angewiesen sind.

Zudem wird es sehr schwer zu beurteilen sein, ob die Notwendigkeit zur Förderung eventuell durch schlechte Planung oder Verhandlung entstanden ist. Damit steigt die Gefahr von Mitnahmeeffekten, d.h. der Initiator gibt sich eventuell nicht die professionelle Mühe bei den Preisverhandlungen für z.B. Pacht und Anlagenteile, da er ja im Zweifel auf die Mittel des Fonds zurückgreifen kann.

Es wurden nach Angaben der jeweiligen Anbieter mit dem Fondsmodell überwiegend Solar- und Windanlagen gefördert. Ob diese angesichts des seit Jahren guten Vergütungssatzes aufgrund dieser Bezuschussung zusätzlich gebaut wurden, muss bezweifelt werden.

Für einen Revolving Fund könnte die Bezuschussung den Ausbau beschleunigen, wenn dadurch der Bau einer Anlage ermöglicht wird. Durch die zurückfließenden Mittel wird der Bau weiterer Anlagen möglich. Sinnvoll erscheint es auch, dann mit Zuschüssen auf die Kilowattstunden zu arbeiten, wenn – aus welchen Gründen auch immer – eine wirtschaftlicher Standort nicht die notwendige Kreditlaufzeit bei der Fremdfinanzierung erhält. D.h. Zins und Tilgung liegen in den ersten Jahren über der liquiden Leistungsfähigkeit der Anlage. Für solche Fälle könnte eine Rückzahlung während der fremdkapitalfreien Laufzeit der Anlage vorgesehen werden, was dem Revolving Fund sehr nahe kommt.

Zu 2) Investitionszuschüsse in andere Felder der Energiewende:

Zunächst stellt sich die Frage, welche Zieltätigkeiten unterstützenswert und sinnvoll für ein Voranbringen der Energiewende sind. Beim GSL-Label sind Maßnahmen recht weit gefasst und reichen von Kombikraftwerken bis hin zu Displays bei Anzeigen der aktuell produzierten Solarkraft. Auch Investitionen in Entwicklungsländern sind ausdrücklich zugelassen. Aus dem Kriterienkatalog geht nicht hervor, nach welchen fachlichen Gesichtspunkten die geleisteten Maßnahmen als förderwürdig ausgewählt wurden. Für viele Punkte sind Einzelfallprüfungen vorgesehen, was jedoch auch einen Maßstab zur Beurteilung erfordert.

Es ist einer der Schwerpunkte dieses Projektes zu erörtern und zu diskutieren, welche konkreten weiteren Aktivitäten als der Neubau welchen Zusatznutzen für die Energiewende haben können.

Förderungen aus dem Fonds für Maßnahmen im Netzbereich können nur solche Ökostromhändler tätigen, die nicht dem Unbundling unterliegen.

Die Investitionszuschüsse in andere Felder der Energiewende unterliegen der reinen Inputsteuerung: es gibt keinerlei Maßgabe hinsichtlich des Outputs. Während die Mengensteuerung den Anbieter zwingt, effizient den geforderten Output zu erzielen, stellt sich bei der Inputsteuerung die Frage nach effizienter Mittelverwendung. Oft kommen über die Tarife je Anbieter nur kleine Beträge von wenigen tausend Euro für ein Förderung zusammen. Wie können diese effizient eingesetzt werden? Wie kann eine professionelles Projektmanagement sichergestellt werden, dass möglichst viel Wirkung entfaltet wird?

- Es gibt Fondsmodelle mit Mengensteuerung und Inputsteuerung.
- Herrschen auskömmliche Fördersysteme vor, ist das Fondsmodell nicht sinnvoll. Die Beispiele von in den letzten Jahren nach dem Fondsmodell geförderten PV-Anlagen in Süddeutschland unterstreichen diese Zweifel.
- Fondsmodelle fördern den Neubau von EEG-fähigen Anlagen, für die die Vergütung nicht ausreicht. Dies kann für das Gesamtsystem ineffizient sein, wenn es genügend andere wirtschaftliche Standorte gibt, deren Bebauung die Ausbauziele erreichen lässt. Die Mechanik ist also dann erfolgreich und sinnvoll, wenn das Fördersystem nicht ausreicht, die gesteckten Ausbauziele zu erreichen.
- Das Fondsmodell des GSL hat sich kürzlich von dem bisherigen Fokus auf Bezuschussung von Neubauten erweitert auf Maßnahmen, die der Energiewende im allgemeinen dienen. Eine fachliche Begründung der angebotenen Optionen Bewertung dieser Maßnahmen fehlt bislang.
- Fondsmodelle können erhebliche Schwächen bei der methodischen bzw. verfahrenstechnischen Umsetzung haben, insbesondere bei der Ermittlung der Bedürftigkeit einer geplanten Anlage, sowie bei der professionellen Mittelverwendung und entsprechenden Projektmanagement.
- Wie für das Händlermodell gilt auch für die Fondsmodelle, dass ihre Wirkung erst bei einer Vielzahl von Ökostrom richtig zur Geltung kommt.
- Fondsmodell haben den kommunikativen Vorteil, dass die Kunden nachvollziehbarer das Ergebnis ihres Engagements sehen können (in Form von Anlagen oder Projekten).

Initiierungsmodell I.

Das Initiierungsmodell schafft einen Anreiz für einen Anbieter, entsprechend seiner Kundenzahl EE-Anlagen zu errichten bzw. zu initiieren, die durchaus nach dem EEG vergütet werden können.

Das Modell ist unter den Ökostromkonzepten insofern bezeichnend, als es den Anbieter als Ganzes einbezieht und nicht nur den Ökostromtarif.

Die Hauptmechanik:

Das Initiierungsmodell sieht vor, dass der Ökostromanbieter neue EE-Anlagen in einem Umfang initiiert, der nach den in den Kriterien genannten Regeln proportional zum Ökostromabsatz festgelegt ist. Der Anbieter muss also entsprechend seiner Kundenzahl ein Engagement beim Anlagenbau aufweisen, auch wenn diese Anlagen nach dem EEG vergütet werden.

Das Initiierungsmodell ist folglich ein Anbieterkonzept und kein Tarifkonzept. Es versucht die Brücke zwischen vorherrschendem Fördersystem und einem durch nachfrageinduziertem Ausbau zu schlagen. Der Zusatznutzen besteht somit in der Beschleunigung des geförderten Ausbaus.

Diskussion:

Es stellt sich auch beim Initiierungsmodell die grundsätzliche Frage, wie ein Nachweis geführt werden soll, dass die Initiative des Anbieters für den Neubau von Anlagen auf die Nachfrage der Kunden zurückzuführen ist. Und wären die initiierten Anlagen nicht auch ohne das Engagement des Anbieters errichtet worden? Positiv ist beim Initiierungsmodell die Bezugnahme der Wirkung in die Zukunft. Es finden jetzige Aktivitäten zum späteren Bau von Anlagen Anerkennung. Insofern ist die Rückkopplung zwischen Kundennachfrage und daraus resultierendem Neubau kausaler als bei der Vergangenheitsorientierung des Händlermodells. Das Initiierungsmodell ist eine Anerkennung für die Aktivitäten des Tarifanbieters in Sachen Zubau. Die Wahl eines solchen Anbieters stellt eine Anerkennung durch den Kunden dar, der damit diese Unternehmenspolitik wertschätzt.

Initiierungsmodell II.**Fazit**

Das Initiierungsmodell setzt den Anbieter unter Druck, seinem Stromabsatz ein entsprechendes Engagement beim Anlagenbau folgen zu lassen. Dies kann mindestens beschleunigend wirken.

Damit ist das Kriterium wie bei allen Modellen dann besonders wirksam, wenn viele Verbraucher zu dem Tarif wechseln.

Aufgrund der aktuellen Situation, dass die Nachfrage nach Standorten für erneuerbare Energien größer ist als das Angebot, ist davon auszugehen, dass die unter dem Initiierungsmodell gebauten Anlagen in jedem Fall auch ohne das Label gebaut worden wären. Das könnte sich bei Umkehrung der Verhältnisse ändern.

Abschließend muss erwähnt werden, dass für dieses junge Modell die nötige Praxiserfahrung fehlt, um eine fundierte Bewertung vornehmen zu können.

4. Der Zusatznutzen von Ökostromangeboten

4.1 Ideen und Entwicklung

4.2 Bewertung verschiedener Modelle

4.2.1 Händlermodell

4.2.2 Fondmodell

4.2.3 Initiierungsmodell

4.3 Optionen zur Weiterentwicklung der bisherigen Konzepte für Zusatznutzen

4.4 Fazit zur Bewertung des ökologischen Zusatznutzen

Optionen zur Weiterentwicklung der bisherigen Konzepte für Zusatznutzen

Das Neubaukriterium stößt sowohl konzeptionell als auch im Sinne verfügbarer Anlagen (vor allem in Norwegen) an Grenzen, was zu der Frage nach Optionen für eine Weiterentwicklung des Kriteriums führt.

1. Auf Österreich und Schweiz ausweichen

Aus Sicht des Anbieters bestünde die Möglichkeit, verstärkt aus Neuanlagen in Österreich und der Schweiz einzukaufen. Jedoch handelt es sich um die in diesen Ländern derzeit geplanten Kraftwerke meist um Pumpspeicherkraftwerke. Die meisten neuen Wasserkraftwerke erhalten auch staatliche Förderungen.

2. Naturschutzmaßnahmen dem Neubau gleichsetzen

Es gibt noch viel Potenzial für eine Modernisierung bzw. Leistungssteigerung von Wasserkraftwerken, die mit wesentlich besseren Maßnahmen zum Natur- und Fischschutz einhergehen könnten. Insgesamt könnte die Neubaudefinition um ein Naturschutzkriterium erweitert werden. Die Mehrerlöse aus diesen Tarifen könnten in Maßnahmen zur Naturverträglichkeit investiert werden. Die Frage der Messbarkeit des Zusatznutzens ist damit nicht geklärt. Dieser Zusätzlichkeit widmet sich das Schweizer Label naturmade (www.naturmade.ch)

3. Neubau-Eigenschaft mit Hilfe der Abschreibungszeiträume definieren

Wie bereits vom UBA vorgeschlagen, könnten Neubauten anhand eines Prozentanteil des Abschreibungszeitraumes definiert werden. Dann lägen Wasserkraftwerke länger als 6 Jahre in dem Zeitkorridor für „neue“ Kraftwerke. Allerdings würde dies im Fall der Wasserkraftwerke zu komplexen Berechnungen führen, da die einzelnen Gewerke eines Wasserkraftwerkes unterschiedlich lange abgeschrieben werden.

4. Neubau-Eigenschaft bzw. Zusätzlichkeit gezielt in Länder lenken, die evidente Unzulänglichkeiten in der Förderung EE aufweisen.

Dies erfordert eine gründliche und vor allem umfassende Untersuchung aller Mitgliedsstaaten (MS), verbunden mit der Frage, ob ein Strombezug unter dortigen regulatorischen Marktbedingungen überhaupt möglich ist. Weiterhin ist zu vermuten, dass sich die Gesetzgebung zu EE in den jeweiligen MS häufig ändert, so dass eine planungssichere Ausgestaltung von Kriterien schwer realisieren lässt.

4. Der Zusatznutzen von Ökostromangeboten

4.1 Ideen und Entwicklung

4.2 Bewertung verschiedener Modelle

4.2.1 Händlermodell

4.2.2 Fondmodell

4.2.3 Initiierungsmodell

4.3 Optionen zur Weiterentwicklung der bisherigen Konzepte für Zusatznutzen

4.4 Fazit zur Bewertung des ökologischen Zusatznutzen

Fazit zur Bewertung der ökologischen Zusatznutzens I.

Fazit zur Bewertung der Förderung des Neubaus als bisheriger ökologischer Zusatznutzen

- Alle Modelle mit ökologischen Zusatznutzen fokussieren seit Anbeginn die Förderung des Neubaus von Anlagen.
- Die Idee, mit Mengensteuerung das Angebot (neue Anlagen) zu generieren bzw. zu steigern (Händlermodell), ist theoretisch sinnvoll und wirksam, wenn viele Verbraucher zu einem solchen Ökostromkonzept wechseln würden. Offen ist dabei jedoch, ob die für den Ausbau notwendige Mehrzahlungsbereitschaft der Kunden gegeben wäre.
- Auch für das Fondsmodell gilt, dass seine Wirkung umso größer ist, je mehr Kunden in einen entsprechenden Tarif wechseln.
- Das Initiierungsmodell setzt den Anbieter unter Druck, in den Ausbau der Anlagen zu investieren, was bei entsprechender Menge an Kunden auf eine Beschleunigung der Energiewende hinausläuft. Da das Initiierungsmodell auf die Nutzung des EEG ohne weitere Zuschüsse setzt, entzieht es sich insoweit der Kritik am Fondsmodell, indem es mit den bestehenden Förderungen klar kommt, aber einen Anreiz auf mehr Ausbautempo setzt.
- Die Idee, trotz Förderung unwirtschaftliche Anlagen mit einem Zuschuss in Betrieb zu halten (Fondsmodell), ist dann wirksam, wenn Qualität und Höhe der Unwirtschaftlichkeit methodisch sauber nachgewiesen werden kann. Das Konzept macht aus Sicht eines Zusatznutzens jedoch nur dann Sinn, wenn die gesetzlichen Förderbedingungen so eingeschränkt sind, dass gesteckte Ausbauziele nicht erreicht werden, bzw. notwendige Lernkurven nicht einsetzen können.
- Mit der inzwischen europaweit eingeführten staatlichen Förderung von neuen Anlagen, ist die Wirkung dieser Konzepte erodiert und derzeit nur minimal wirksam: neue Anlagen außerhalb des EEG wurden auch ohne die Mehrerlöse aus dem Händlermodell gebaut. EEG-fähige Anlagen werden dort gebaut, wo sie ohne weitere Zuschüsse auskommen, ohne dass die Ausbauziele gefährdet werden.



- Eine Aushöhlung des deutschen EEG könnte eine marktgetriebene Förderung des Ausbaus von EE oder eine Bezuschussung von Anlagen theoretisch notwendig werden lassen.
- Nachfolgend analysieren wir, ob sich neben dem Ausbau der EE andere Handlungsfelder für ein Gelingen der Energiewende als sinnvoll erweisen können (z.B. Maßnahmen zur maximalen Aufnahme fluktuierender EE in das System, Effizienz, intelligente Steuerung zwischen Erzeugung und Verbrauch, etc).

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzen

- 5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 5.2 Kriterien zur Bewertung neuer Zusätzlichkeit
- 5.3 Themenfelder für denkbare Zusätzlichkeiten
- 5.4 Effizienz
 - 5.4.1 Einsparquote
 - 5.4.2 Tarifierreize
 - 5.4.3 Effizienzfonds
 - 5.4.4 Investitionszuschüsse
 - 5.4.5 Weißer Zertifikatehandel
 - 5.4.6 Zwischenfazit Effizienz
- 5.5 Flexibilität
 - 5.5.1 Speicher
 - 5.5.2 Demand Side Management
 - 5.5.3 Umwandlung in Wärme
 - 5.5.4 Zusammenspiel der Flexibilitätsoptionen
 - 5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität
- 5.6 Marktaffine Ideen
 - 5.6.1 *Grünstromvermarktung plus*
 - 5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell
 - 5.6.3 Regelenergie aus EE
 - 5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix
 - 5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen
- 5.7 Bewertung
 - 5.7.1 Sensitivität gegenüber regulatorischen Rahmenbedingungen
 - 5.7.2 Übersicht
 - 5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung



Wir haben den Findungs- und Diskussionsprozess für neue Zusätzlichkeiten in folgende Schritte unterteilt:

1. Vergegenwärtigung, welche Herausforderungen mit dem Umbau des Energiesystems auf fluktuierende und dezentralere Erzeugung verbunden sind.
2. Entwicklung von Bewertungskriterien zur Beschreibung und Erörterung der neuen Ideen für Zusätzlichkeit.
3. Brainstorming und Suche nach sinnhaften und notwendig erscheinenden Themenfeldern für Ökostromprodukte im Rahmen der Energiewende.
4. Festlegung einer Auswahl von Ideen, die am geeignetsten erscheinen, die Energiewende unterstützen zu können.
5. Aus dieser Liste wurden weitere Schwerpunkte einer genauer Analyse unterzogen, wie konkret eine Zertifizierung aussehen kann. Die ausgewählten Beispiele wurden hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit untersucht und exemplarisch Geschäftsfälle erörtert, um ein

Gespür und eine Einschätzung zur Beurteilung der Wirkung und Notwendigkeit zu geben. Wir haben in diesem Sinne folgende Themen näher untersucht:

- **Flexibilität**, um möglichst große EE-Mengen im System zu nutzen, unterteilt in vier Teilthemen:
 - Speicher
 - Demand Side Management
 - Umwandlung in Wärme (Power to Heat)
 - Flexibilität in Form übergreifender Verknüpfung der Einzelinstrumente
- **Integration von fluktuierender Leistung** durch „Grünstromvermarktung plus“: als Ökostromprodukt betrachtet, bestehend aus 100 % erneuerbaren Energien inklusive einem Anteil an fluktuierenden EE.

Entsprechend dieser Schwerpunktsetzung ist nachfolgend der Umfang der Erläuterungen zu diesen o.g. Themen umfangreicher.

6. Hieraus leiten wir in Kap. 7 konkrete Ideen für neuere Zertifizierungsmodelle ab



Viele Studien und Konzepte befassen sich ausführlich mit den Folgen und möglichen Lösungsansätzen für die zunehmende dezentrale und fluktuierende Einspeisung. Wir haben u.a. folgende Expertisen in unsere Ausführungen einbezogen:

- Krzikalla, Norbert; Achner, Siggj; Brühl, Stefan (BET) (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE). Im Folgenden oft auch als (BET 2013) zitiert.
- Agora Energiewende (2013): 12 Thesen zur Energiewende.
- Leprich, Uwe et al.: Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Ein Projekt der BEE-Plattform Systemtransformation.
- VDE (2012): Energiespeicher für die Energiewende, Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050.
- efzn (2013): Studie: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Abschlussbericht, Goslar
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (Hrsg.) (2012): Regenerative Modellregion Harz – Abschlussbericht.

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzen

5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE

5.2 Kriterien zur Bewertung neuer
Zusätzlichkeit

5.3 Themenfelder für denkbare
Zusätzlichkeiten

5.4 Effizienz

5.4.1 Einsparquote

5.4.2 Tarifierreize

5.4.3 Effizienzfonds

5.4.4 Investitionszuschüsse

5.4.5 Weißer Zertifikatehandel

5.4.6 Zwischenfazit Effizienz

5.5 Flexibilität

5.5.1 Speicher

5.5.2 Demand Side Management

5.5.3 Umwandlung in Wärme

5.5.4 Zusammenspiel der
Flexibilitätsoptionen

5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität

5.6 Marktaffine Ideen

5.6.1 *Grünstromvermarktung plus*

5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell

5.6.3 Regelenergie aus EE

5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix

5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen

5.7 Bewertung

5.7.1 Sensitivität gegenüber
regulatorischen Rahmenbedingungen

5.7.2 Übersicht

5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung

Auswirkungen des Ausbaus der EE I.

Arbeitsthese: Das Gesamtsystem der Energieversorgung wird sich ändern, wenn fluktuierende Leistung systemdominierend werden.

Die Aufnahme maximaler Mengen EE sowie die Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind die wichtigsten Ziele.

Grundsätzliche Auswirkungen eines steigenden Anteils EE auf das Gesamtsystem „Stromversorgung“

- Die Systemanforderungen an die Stromversorgung nehmen erzeugungsseitig vor allem aus zwei Gründen zu:
 - Der Anteil dezentraler Einspeisung steigt.
 - Der Anteil fluktuierender Leistung steigt.

- Aus kaufmännischer Perspektive begründet der steigende Anteil EE folgende Thesen:
 - Es dominieren zunehmend Kapitalkosten, variable Kosten treten in den Hintergrund. Die Rahmenbedingungen für die Refinanzierung von Kraftwerkskapazitäten ändern sich entsprechend.
 - Die Preisbildungsmechanismen auf Basis von Grenzkosten werden bei einer von EE dominierten Erzeugung langfristig in Frage gestellt

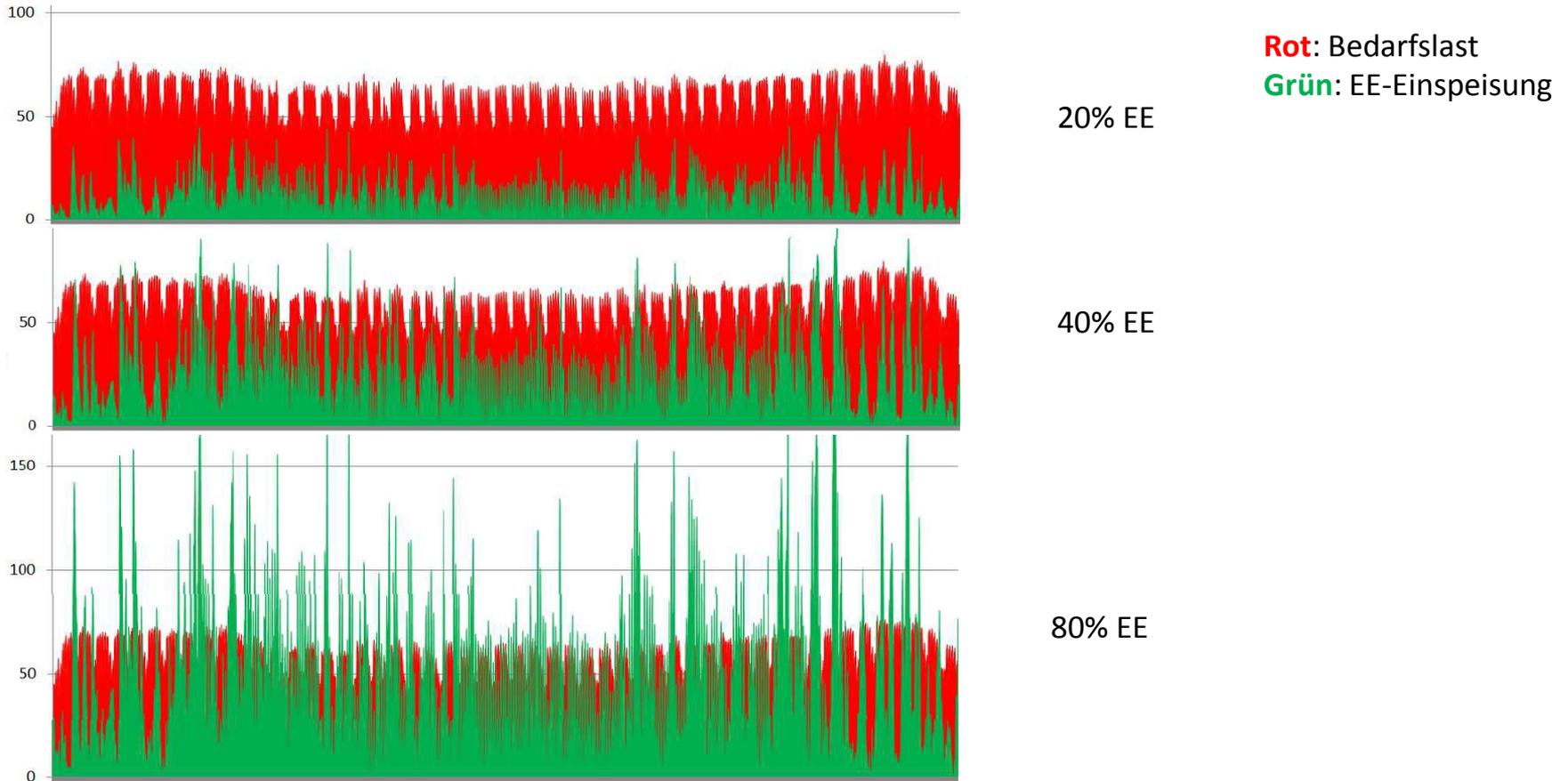
Aus politischer Sicht wirken folgende Aspekte am stärksten auf das Gesamtsystem:

- Einspeisevorrang der EE, auch von FEE.
 - Die Frage, ob, und wenn ja, in welchem Zeitraum das Gesamtsystem auf 100% EE umgestellt werden soll.
-
- Während die kaufmännischen Aspekte stark vom **zukünftigen Marktdesign** abhängen werden und die **politischen Rahmenbedingungen** erst recht einem ständigen Wandel unterworfen sind, erweisen sich die **technischen Systemanforderungen** als am verlässlichsten in ihrer Prognosefähigkeit.

Auswirkungen des Ausbaus der EE II.

Auswirkungen zunehmender fluktuierender Leistung:

Mit zunehmenden Anteil FEE übersteigen diese zeitweise den Bedarfslastgang.



Quelle: Clean Energy Sourcing GmbH



- Der Verlauf und die Planungen zum Ausbau der EE in der näheren Zukunft zeigen deutlich: Wind und Sonne werden die dominierenden Erzeugungstechnologien sein.
- Damit werden fluktuierende Leistungen zum Normalfall. Das bisherige Systemdenken in Grund-, Mittel-, und Spitzenlast ist überholt. Flexibilitäten müssen die „Last-Lücken“ von Wind und Sonne schließen.
- Es werden Überschüsse entstehen und mit ihnen die Frage, wie mit diesen umzugehen ist (technisch wie kaufmännisch).
- Flexibilitäten entstehen
 - Im Erzeugungsmanagement durch Zu- und Abschalten von Biogasanlagen, KWK-Anlagen,
 - Durch Einsatz von Speichern,
 - Durch Demand-Side-Management
 - Vernetzung mit dem System „Wärme“
- Der Bedarf an Flexibilitäten ist langfristig erheblich davon abhängig, ob für die Stromversorgung z.B. 80%, 90% oder 100% erneuerbare Energien angestrebt werden.
- Technisch gesehen ist der Zeitpunkt relevant, ab dem Kraftwerke, die aktuell als Must-Run-Kraftwerke angesehen werden, entweder komplett heruntergefahren werden müssen, um erzeugte EE-Leistung aufzunehmen, oder EE-Anlagen abgeregelt werden müssen, um die Must-Run-Kraftwerke am Netz zu halten.
- Ab diesem Punkt wird es politisch: Wenn es erklärtes politisches Ziel ist, maximale Produktion von EE in das System aufzunehmen, müssen fossile Must-Run-Kraftwerke überflüssig werden.



- Gleichzeitig muss die Systemsicherheit aufrecht erhalten werden. Insofern können Must-Run-Kraftwerke nur in dem Umfang abgeschaltet bzw. stillgelegt werden, in dem die Kapazität durch flexible Maßnahmen ausgeglichen werden kann.
 - Eine weitere Annahme ist hinsichtlich des Potenzials an Bioenergie zu treffen: Biogasanlagen haben eine hohe Qualität bzgl. flexibler Zu- oder Abschaltung (bei gleichzeitiger Speicherung des Gases). Je nach Einschätzung eines ökologisch und ethisch vertretbaren Ausbaus der Biogasnutzung schwankt der mögliche Beitrag für ein flexibles Erzeugungsmanagement. (Dies würde zudem eine Umrüstung vieler bisherigen Anlagen voraussetzen.)
- **Zwischenfazit**
 - Flexibilitäten sind prinzipiell „Dual-Use-Maßnahmen“: sie können technisch sowohl den FEE dienen als auch der Optimierung von fossilen (Must-Run-) Kraftwerken.
 - Für eine durch FEE dominierte Energieversorgung werden Flexibilitäten in anderer Qualität und Quantität als bisher zwingend notwendig.
 - Wann und in welchem Umfang Flexibilitätsmaßnahmen notwendig werden, ist von dem Ausbaupfad für FEE abhängig sowie von dem angestrebten finalen Strommix.



- Wenn eine Ökostromzertifizierung einen Zusatznutzen für die Energiewende würdigen soll, dann steht bisher naturgemäß der (1) **Ausbau** und die (2) **maximale Aufnahme von EE-Strom** in das Versorgungssystem im Vordergrund.
 - Für ein Gelingen der Energiewende ist die (3) **Aufrechterhaltung der hohen Qualität an Versorgungssicherheit** aber ebenso wichtig wie die (4) **Effizienzsteigerung**.
 - Der Maßstab für eine Bewertung neuer Maßnahmen zur Schaffung von Zusätzlichkeiten ist eine 100%ige Stromversorgung aus EE. Diese Festlegung ist relevant, da sich bei 80 oder 90%-Zielen der Bedarf an Flexibilitätsmaßnahmen verändern könnte (z.B. Speicher). Unter der Annahme eines weiter bestehenden Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien wird die Notwendigkeit für Flexibilität aus der Residuallast abgeleitet. Dies ist insofern relevant, als eine Zulassung der Kappung von Spitzenlasten in der EE-Erzeugung auch eine erhebliche Wirkung auf den Bedarf an Flexibilität haben könnte.
- Vor diesem Hintergrund dokumentieren wir als Schritt 3 das Brainstorming und die Suche nach sinnhaften und notwendig erscheinenden Themenfeldern für Ökostromprodukte im Rahmen der Energiewende

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzen

5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE

5.2 Kriterien zur Bewertung neuer Zusätzlichkeit

5.3 Themenfelder für denkbare
Zusätzlichkeiten

5.4 Effizienz

5.4.1 Einsparquote

5.4.2 Tarifierreize

5.4.3 Effizienzfonds

5.4.4 Investitionszuschüsse

5.4.5 Weißer Zertifikatehandel

5.4.6 Zwischenfazit Effizienz

5.5 Flexibilität

5.5.1 Speicher

5.5.2 Demand Side Management

5.5.3 Umwandlung in Wärme

5.5.4 Zusammenspiel der
Flexibilitätsoptionen

5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität

5.6 Marktaffine Ideen

5.6.1 Grünstromvermarktung plus

5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell

5.6.3 Regelenergie aus EE

5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix

5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen

5.7 Bewertung

5.7.1 Sensitivität gegenüber
regulatorischen Rahmenbedingungen

5.7.2 Übersicht

5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung

Für die nachfolgende Bewertung neuer Ideen für ökologischen Zusatznutzen haben wir 11 Kriterien formuliert, anhand deren die Wirkung der Zusätzlichkeit näher beschrieben wird.

Kundennutzen	Welchen persönlichen Nutzen empfinden die Kunden von der Zusätzlichkeit?
Kommunizierbarkeit	Lässt sich der Zusatznutzen sowohl in der Fachdiskussion als auch im Werbematerial und am Telefon nachvollziehbar kommunizieren?
Nutzen für das Energiesystem	Konkreter Beitrag, der das Energiesystem als Ganzes positiv weiterentwickelt.
Nutzen für die Energiepolitik	Beitrag für eine Weiterentwicklung der energiepolitischen Diskussion oder die Stärkung der politischen Unterstützung der Energiewende.
Carbon Footprint	Inwiefern hilft die Zusätzlichkeit bei der Reduktion von CO ₂ ? (bezogen auf die Bilanz des Kunden bzw. Anbieters, nicht bezogen auf das EU-weite Cap)
Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	Inwiefern ist die Anwendung der Kriterien sensibel gegenüber Änderungen von Rahmenbedingungen?
Kostensensitivität	Welche Kosten zieht das Kriterium und eventuelle Änderungen nach sich? Gibt es einen Beschaffungsmarkt für die Zusätzlichkeit? Wie verknappt sich dieser Markt bei welcher Änderung der Nachfrage?
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	Wird die Zusätzlichkeit in einem Tarif oder bei einem Anbieter oder bei beiden verankert?
Messbarkeit	Wie lässt sich die Zusätzlichkeit akkurat messen? Wie sehen mögliche Toleranzen aus?
Praktikabilität bei der Beschaffung	Welche Auswirkungen hat die Zusätzlichkeit auf die Praxis der Strombeschaffung und deren Risiko?
Praktikabilität bei der Zertifizierung	Wie praxistauglich ist die Zusätzlichkeit im Zertifizierungsverfahren?

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzen

- 5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 5.2 Kriterien zur Bewertung neuer
Zusätzlichkeit

5.3 Themenfelder für denkbare Zusätzlichkeiten

- 5.4 Effizienz
 - 5.4.1 Einsparquote
 - 5.4.2 Tarifierreize
 - 5.4.3 Effizienzfonds
 - 5.4.4 Investitionszuschüsse
 - 5.4.5 Weißer Zertifikatehandel
 - 5.4.6 Zwischenfazit Effizienz
- 5.5 Flexibilität
 - 5.5.1 Speicher
 - 5.5.2 Demand Side Management
 - 5.5.3 Umwandlung in Wärme
 - 5.5.4 Zusammenspiel der
Flexibilitätsoptionen
 - 5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität

- 5.6 Marktaffine Ideen
 - 5.6.1 *Grünstromvermarktung plus*
 - 5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell
 - 5.6.3 Regelenergie aus EE
 - 5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix
 - 5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen
- 5.7 Bewertung
 - 5.7.1 Sensitivität gegenüber
regulatorischen Rahmenbedingungen
 - 5.7.2 Übersicht
 - 5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung

Wir haben acht Themenfelder identifiziert, die dahingehend geprüft werden, ob, und wenn ja, welchen aktiven Beitrag sie zur Energiewende durch einen freiwilligen Ökostrommarkt leisten könnten. Die Themenfelder dürfen sich überschneiden.



- 1. Flexibilität:** Ausgleich von Erzeugungsspitzen und -senken durch Speicher DSM sowie durch Schnittstellen zwischen Gas/Wärme/Strom
- 2. Zusätzlichkeit im Zusammenwirken mit dem EEG:** z.B. im Zusammenhang mit Direktvermarktung
- 3. Zeitgleiche Belieferung 2.0:** Die Deckung eines durch Smart Meter gemessenen Bedarfs mit FEE
- 4. Ex-EEG-Anlagen:** Wer kümmert sich um die Vermarktung von Strom aus Anlagen, die nach 20 Jahren aus dem EEG fallen?
- 5. Herkunftsnachweise:** Gibt es im Zusammenhang mit dem Herkunftsnachweisregister (HKNR) neue Möglichkeiten, einen Zusatznutzen zu generieren?
- 6. Inländische vs. ausländische Erzeugung:** Ist regional erzeugter Strom ökologisch wertvoller als importierter?
- 7. Geschäftsmodelle für „Prosumer“:** Bieten die zunehmenden Eigenverbrauchsmodelle ein Handlungsfeld?
- 8. Energieeffizienz ...** ist das bisher erfolgloseste Feld der Energiewende; was kann freiwillig zur Energieeffizienz beigetragen werden?

1. FLEXIBILITÄT

- Ziel: Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE)
- Technische Optionen wie Demand Side Management (DSM), flexible Erzeugung und Speicher
- Schnittstellen zum Wärmemarkt (KWK; Power to Heat) sind wahrscheinlich
- Schnittstellen zum Gasmarkt (Power to Gas) sind möglich

Anforderungen an einen Anbieter:

- Bereitstellung einer Mindestmenge an Flexibilität
- Förderung und /oder Betrieb von techn. Optionen wie Speicher, virtuelle Kraftwerke etc.

Nutzen:

- EE-Angebot und Nachfrage zur Deckung bringen (möglichst zeitgleiche Vollversorgung)
- Darüber hinaus kann die Flexibilität im Markt in Mehrerlöse umgesetzt werden

2. ZUSÄTZLICHKEIT IM ZUSAMMENWIRKEN MIT DEM EEG

- Bessere Kopplung des EEG mit der Nachfrage nach Ökostrom
- *Grünstromvermarktung*: EE-Versorgung von Endkunden und Verbesserung der Markt- und Systemintegration von FEE
- Sonstige Direktvermarktung: weitere Mechanismen für die EE-Versorgung entwickeln
- Marktprämienmodell: Keine direkte EE-Versorgung von Endkunden möglich, jedoch Verbesserung der Markt- und Systemintegration durch Verbesserung der Erzeugungsprognose

Anforderungen an einen Anbieter:

- Aktive Nutzung der Direktvermarktungsoptionen und Aufnahme von FEE

Nutzen:

- EE-Angebot und Nachfrage zur Deckung bringen (möglichst zeitgleiche Vollversorgung)
- Verringerung der Ausgleichs- und Regelenergie aus fossilen Kraftwerken



3. ZEITGLEICHE BELIEFERUNG 2.0

- Ziel: Zeitgleichheit zwischen EE-Beschaffung und den aggregierten, gemessenen Lastprofilen der Kunden (auch Haushaltskunden)
- Problem: Haushaltskunden werden heute noch nach Standardlastprofil abgerechnet, was nicht den tatsächlichen Verbrauch darstellt.
- Lösung: im ersten Schritt Verwendung von Smart Metern und darauf aufbauend Zeitgleichheit visualisieren und im zweiten Schritt richtige zeitgleiche Belieferung gewährleisten.

Anforderungen an einen Anbieter:

- Systematischer Roll Out mit Smart Metern
- Optimierte Beschaffung von FEE

Nutzen:

- Eine echte zeitgleiche Versorgung mit EE (ohne Unschärfen der SLP)
- Vermeidung von Ausgleichsenergie (Regelenergie) aus konventionellen Kraftwerken.
- Ökostromvertrieb bereitet im ersten Schritt mit Smart Metern „tatsächliche“ Zeitgleichheit vor

4. EX-EEG-ANLAGEN

- Ab 2015 fallen die ersten EEG-vergüteten Anlagen aus der garantierten Vergütung. Die Zahl steigt nach 2020 langsam, ab 2030 deutlich steiler an.
- Diese Anlagen werden wegen Wartung etwas höhere variable Kosten aufweisen als die Jahre davor, aber dennoch ihren Strom sehr günstig anbieten.
- Einspeisevorrang bleibt nach derzeitiger Gesetzeslage erhalten.

Anforderungen an einen Anbieter:

- Vertrieb dieses Stroms auf dem Ökostrommarkt bzw. freien Markt

Nutzen:

- Vermarktung von EE-Altanlagen zu ausgehandeltem Fixpreis (bzw. Marktpreis + x) über einen festgelegten Zeitraum.
- Planbarkeit für Anlagenbetreiber und Ökostromanbieter
- Erhalt dieser günstigen Kapazitäten

5. Herkunftsnachweisregister

- Ergeben sich neue Handelsformen durch Einführung des Herkunftsnachweisregisters?
- Für welche Marktteilnehmer könnte der HKN- Handel interessant sein?

Anforderungen an einen Anbieter:

- Mit dem Kauf von hochwertigen HKN Anlagen fördern.

Nutzen:

- Unterstützung für Anlagen, die auf dem freien Markt ungefordert verkaufen müssen. Z.B. wenn bei PV nur 90% vergütet werden, der Rest frei vermarktet werden muss.

6. REGIONALE VS. AUSLÄNDISCHE ERZEUGUNG

- Haben inländische, regionale und lokale Erzeugungsquellen einen höheren energiewirtschaftlichen Nutzen als ausländischer Ökostrom?
- Wie soll das untersucht werden? Österreichische Wasserkraft ist näher an Bayern als Offshore-Windkraft.

Anforderungen an einen Anbieter:

- Beschaffung von Mengen regional bw. National erzeugten Stroms.

Nutzen:

- Bricht man die nationale Beschaffung auf eine regionale Ebene: Vermarktung von Anlagen durch Bürgerstromtarife und damit Förderung der Energiewende vor Ort
- Evtl. vermiedene Netznutzung

7. GESCHÄFTSMODELL FÜR „PROSUMER“

- Angebote für (partielle) Eigenversorgung durch PV, Kleinwindanlagen, Batterien sowie BHKW
- Beratungs- und Dienstleistungen auf diesem Gebiet sind gefragt
- Inwieweit kann hier ein Zusatznutzen für die Energiewende erzielt werden?

Anforderungen an einen Anbieter:

- Beratung und Betreuung von Prosumern

Nutzen:

- Energiewirtschaftlichen Umstände jeder Einzellösung können variieren und müssten für die Bewertung eines Zusatznutzens berücksichtigt werden.
- Gesellschaftlicher Zusatznutzen: „Demokratisierung“ der Energieversorgung

8. EFFIZIENZ

- Bisher beschäftigen sich nur wenige Anbieter mit diesem Thema
- Umsetzung von EU-Vorgaben in nationales Recht bis Juni 2014
- Versorger werden in die Pflicht genommen, das Ziel einer Einsparverpflichtung zu erreichen

Anforderungen an einen Anbieter:

- Aktivitäten und Verpflichtungen zu Energieeffizienz-Maßnahmen.

Nutzen:

- Anbieter werden vermehrt auch „Energiedienstleister“
- Neben Gesetzesvorgaben sind weitere freiwillige Maßnahmen für Energiewende notwendig

1. **Zusätzlichkeit im Zusammenwirken mit dem EEG:** Es wurde grundsätzlich jede weitere Abhängigkeit von Geschäftsmodellen der Ökostromanbieter von Änderungen des EEG sehr skeptisch beurteilt (Bsp. *Grünstromvermarktung*). Da im Hinblick auf die Regierungsbildung die Zukunft des EEG offen ist, wurde dieser Themenkomplex zunächst geparkt. Die Initiatoren behalten sich ausdrücklich vor, dieses Thema wieder aufzugreifen. Zum Zeitpunkt des Beginns des Projektes war das Ökostrom-Markt-Modell noch nicht vorgestellt, weshalb wir es hier aktuell im Kapitel zu „*Grünstromvermarktung plus*“ kurz vorstellen.
2. **Zeitgleiche Belieferung 2.0:** Zunächst muss festgehalten werden, dass eine Umsetzung der Idee eines perfekten Abgleichs zwischen Verbrauch und Erzeugung technisch aufwändig und regulatorisch derzeit nicht möglich ist, da die Standardlastprofile für alle Händler bindend sind. Sinnvoll erscheint es, dass Thema an den Bereich „Flexibilität“ anzuhängen.
3. **Herkunftsnachweise:** Wir konnten keinen Ansatz ermitteln, wonach mit Hilfe des HKNR neue Zusätzlichkeit generiert werden könnte. Das heißt nicht, dass das HKNR bei der zukünftigen Zertifizierung wertvolle Dienste leisten könnte.
4. **Inländische vs. ausländische Erzeugung:** EE-Strom ist unter ökologischer Betrachtung nicht mehr oder weniger wert, wenn er im In- oder Ausland erzeugt wurde. Insofern müsste Regionalität als Zusätzlichkeit definiert werden, was nicht gelungen ist. Welcher räumliche Maßstab soll ökologisch wertvoller als ein anderer sein? 10 km? 50km 100km? Bundesland? Deutschland? D.h. nicht, dass regionale Versorgungskonzepte nicht Sinn ergeben können. Hierbei handelt es sich aber eher um Vermarktungskonzepte als um Zusätzlichkeitskonzepte. Damit haben Anbieter Potenzial für Alleinstellungsmerkmale.
5. **Geschäftsmodelle für „Prosumer“:** Eigenverbrauch ist ökologisch nicht per se wertvoller als ein Ökostrombezug aus dem Netz. Gesellschaftspolitisch hat der Autarkiegedanke seinen verständlichen Raum, aber eine Zusätzlichkeit kann man aus Eigenversorgungsanlagen nicht ableiten – auch angesichts des Thema der Entsolidarisierung des Netzbetriebes. D.h. nicht, dass Anbieter für diese stark wachsende Kundengruppe nicht Leistungen anbieten könnten.

Themenfelder künftiger Zusätzlichkeit VII.

Die nicht aussortierten Themenfelder wurden unter Einbeziehung von Aspekten aus den Diskussionen zu folgenden tiefergehend zu untersuchenden Bereichen zusammengefasst

Effizienz:

- Einsparquote
- Tarifanreize
- Effizienzfonds
- Investitionszuschüsse
- Weißer Zertifikatehandel

Flexibilität

- Speicher
- Demand Side Management
- Umwandlung in Wärme (Power to Heat)
- Zusammenspiel der Flexibilitätsoptionen

Marktaffine Ideen:

- Grünstromvermarktung plus*
- Regelenergie aus EE anbieten
- Ex-EEG-Anlagen im Produktmix integrieren

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzen

- 5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 5.2 Kriterien zur Bewertung neuer
Zusätzlichkeit
- 5.3 Themenfelder für denkbare
Zusätzlichkeiten
- 5.4 Effizienz**
 - 5.4.1 Einsparquote
 - 5.4.2 Tarifierreize
 - 5.4.3 Effizienzfonds
 - 5.4.4 Investitionszuschüsse
 - 5.4.5 Weißer Zertifikatehandel
 - 5.4.6 Zwischenfazit Effizienz
- 5.5 Flexibilität
 - 5.5.1 Speicher
 - 5.5.2 Demand Side Management
 - 5.5.3 Umwandlung in Wärme
 - 5.5.4 Zusammenspiel der
Flexibilitätsoptionen
 - 5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität

- 5.6 Marktaffine Ideen
 - 5.6.1 *Grünstromvermarktung plus*
 - 5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell
 - 5.6.3 Regelenergie aus EE
 - 5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix
 - 5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen
- 5.7 Bewertung
 - 5.7.1 Sensitivität gegenüber
regulatorischen Rahmenbedingungen
 - 5.7.2 Übersicht
 - 5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung

Ausgangslage: Neben dem Zubau von EE-Anlagen bildet Effizienz den zweiten großen Hebel bei der Umsetzung der Energiewende

- Bisher beschäftigen sich noch nicht einmal Ökostromanbieter in Gänze mit diesem Thema.
- Umsetzung von EU-Vorgaben in nationales Recht erfolgt bis Juni 2014
- Ökostromversorger leisten hier einen über die gesetzliche Vorgaben hinaus gehenden freiwilligen Beitrag leisten?

ZIELE VON EFFIZIENZ SIND

- Verbrauchsmengensenkung
- Lastsenkung (Senkung der Anschlussleistung)
- Das Gesamtsystem effizienter zu gestalten.

Grundsätzlich muss für Zusätzlichkeits-Kriterien im diesem Segment gelten, dass ein ökologischer Zusatznutzen nur dann entstehen kann, wenn die Maßnahmen zu Effizienz über die gesetzlichen Vorgaben hinausgehen. Insofern bleibt abzuwarten, was die Umsetzung der Effizienzrichtlinie in nationales Gesetz für Energieversorger bedeutet.

Grundsatz: **Selbstverpflichtung des Anbieters über das gesetzliche Maß hinaus**

Hierunter können eine Vielfalt von verschiedenen Ansätzen zur Anwendung kommen, zu denen auch die nachfolgenden Beispiele zählen:

1. **Verpflichtende Einsparquote**, zu erreichen u.a. mit Hilfe der unten aufgeführten Maßnahmen:
2. **Tarifanreize zum Sparen**, z.B. Bonussysteme, mengengestaffelte Preise
3. **Effizienzfonds**
4. **Investitionszuschüsse** zu Maßnahmen beim Kunden evtl. in Verbindung mit Effizienzfonds, z.B. Austausch Heizpumpen, Alt-gegen-Neu Gerätetausch, Mini-Contracting, etc.
5. **Zertifikatehandelssystem** auf freiwilliger Basis

Die **Zusätzlichkeit** aus dem Bereich Effizienz ist für alle nachfolgenden Ideen und Modelle sehr ähnlich:

- Reduktion des Stromverbrauchs
- Schnellere Erreichung des 100% EE-Ziels
- Evtl. Förderung einer schnelleren Verbreitung effizienter Geräte und/oder energiesparenden Verhaltens durch Vorbildfunktion der Maßnahmen
- Wirtschaftlicher Zusatznutzen durch Senken der Energiekosten

Einsparquote I.**Beschreibung**

- Der Anbieter verpflichtet sich zur jährlichen Senkung des Stromverbrauchs seiner Kunden (insgesamt oder im Ökostromtarif):
- Um dieses Ziel zu erreichen, stehen ihm alle der hier aufgeführten Maßnahmen (Tarifanreize, Effizienzfonds, Investitionszuschüsse etc.) zur Verfügung.
- Die Dynamik wird eine wichtige Frage: mit gleichbleibender Einsparquote pro Jahr werden die Grenzkosten entsprechend zunehmen. Irgendwann ist eine nicht mehr einzusparender Verbrauch erreicht, bzw. eine Niveau, welches nur noch mit neuen technischen Neuerungen weiter abgesenkt werden kann.
- Im Ökostromkundensegment von gelabelten Anbietern ist von einem bereits überdurchschnittlichen Effizienzniveau in den Haushalten und ggfs. bei den Gewerbekunden auszugehen. Für Ökostromanbieter wären somit die Vorgaben u.U. schwerer zu erfüllen als für andere Anbieter.
- Das Konzept kann zu einem freiwilligen Handel mit weißen Zertifikaten ausgebaut werden, der u.U. sogar vom Label-Herausgeber organisiert wird.



Kundennutzen	Senkung des Stromverbrauchs und der Energiekosten. Die Mehrzahlungsbereitschaft der Ökostromkunden würde für die Umsetzung der Maßnahmen verwendet. Die Kunden bekommen also etwas zurück für ihr Engagement.
Kommunizierbarkeit	Gut, wenn sich die Quote von einem Durchschnitt abhebt. (Allerdings ist das Thema Effizienz bei Stromkunden generell recht unattraktiv.)
Nutzen für das Energiesystem	Sehr hoch, denn das Ziel ist wirksame Senkung des Stromverbrauchs. Ob die Instrumente tatsächlich wirken, bleibt abzuwarten.
Nutzen für die Energiepolitik	Setzt Maßstäbe für die Politik. Sie käme unter Druck, wenn mit einer ambitionierten Einsparquote erfolgreiche Maßnahmen bzw. Geschäftsmodelle entstehen. (Falls diese nicht entstehen, wäre der politische Nutzen gering.)
Carbon Footprint	Sinkt in dem Maße, in dem der Stromverbrauch sinkt.



Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	<p>Würde eine ambitionierte Einsparquote durch eine Anhebung der gesetzlichen „eingeholt“ werden, wird es evtl. sehr schwer für den Anbieter, eine noch ambitioniertere Quote zu erfüllen.</p> <p>Jedoch ist derzeit zu erwarten, dass es keine ambitionierten Vorgaben für alle Versorger geben wird.</p>
Kostensensitivität	<p>Kosten für die jeweiligen Maßnahmen können unterschiedlich ausfallen. Je höher die Quote und je länger sie angesetzt wird, desto teurer werden die Maßnahmen zur Erreichung. Die Preise für weiße Zertifikate sind schwer prognostizierbar.</p>
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	<p>Beides wäre möglich. Mit einer erhöhten Einsparquote nur für den Kundenstamm des Ökostroms könnte ein signifikantes Alleinstellungsmerkmal gegenüber Graustromkunden geschaffen werden.</p>
Messbarkeit	<p>Konkret anhand der kWh. Herausforderung wird die Berücksichtigung von Temperaturschwankungen. Evtl. Anlehnung an die Gradtagszahl bei der Gasverbrauchsabrechnung.</p>
Praktikabilität bei der Beschaffung	<p>Nicht relevant.</p>
Praktikabilität bei der Zertifizierung	<p>Gegeben, wenn die Absatzmenge im Vergleich des Vorjahres herangezogen wird.</p>

- Belohnung des Kunden (Bonus) ab einer gewissen Verbrauchsreduktion ggü. dem Vorjahr.
 - Bsp.: „Weniger ist mehr“-Bonus (Lichtblick):
- Mengengestaffelte Tarife, bei denen die erste Mengengestaffel günstiger ist als die nachfolgenden, so dass ein Vielverbrauch stetig teurer wird.
- Vorteile:
 - Kunde wird aktiv involviert und erhält Feedback auf seine Bemühungen.
- Nachteile:
 - Witterungsberreinigung über Gradtagszahlen ?
 - Es werden auch Ursachen für einen Verbrauchsrückgang honoriert, die keiner Effizienzmaßnahme entspringt, z.B. längere Abwesenheit.
 - Bei Mengengestaffel: familienunfreundlich? Evtl. lösbar über Staffel gemäß Zahl der Haushaltsmitglieder



Kundennutzen	Finanzielle Belohnung über die eingesparten Energiekosten hinaus. Unmittelbare Belohnung für Verhaltensänderung (wichtig, um den Kunden zu motivieren). Bei Mengenstaffel evtl. Benachteiligung von Familien.
Kommunizierbarkeit	Lässt sich gut in den Vertrieb und die Werbung einbauen und schafft Möglichkeiten zur Interaktion mit dem Kunden.
Nutzen für das Energiesystem	Mäßig, bzw. abhängig von der Wirksamkeit dieser Anreize. Zu viel Bonus wird dem Anbieter irgendwann doch zu teuer.
Nutzen für die Energiepolitik	Die Maßnahmen wie Tarifanreize könnten denjenigen als Argument für eine Freiwilligkeit dienen, die möglichst keine verbindlichen Vorgaben sehen wollen.
Carbon Footprint	Sinkt in dem Maße, in dem der Stromverbrauch aufgrund von Einsparungen sinken würde.



Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	Gut. Für den ganzen Themenkomplex „Effizienz“ gilt allerdings: Bewertung erst nach Umsetzung der Effizienz-Richtlinie möglich.
Kostensensitivität	Kosten abhängig von Höhe des Bonus und der Quote, ab der ein Bonus fällig wird. Eventuelle Refinanzierung aus Mehrzahlungsbereitschaft möglich.
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	Beides ist prinzipiell möglich. Wenn Tarifanreize jedoch Element eines Ökotarifs werden soll, so muss sich das Angebot deutlich von dem an die „Normalkunden“ abheben.
Messbarkeit	Die Messung von Effizienzmaßnahmen ist generell ein großes Problem. Hier wäre die Einsparung in Euro oder kWh darstellbar, allerdings sind der Erfolg der Tarifanreize am Ende vom Kunden abhängig.
Praktikabilität bei der Beschaffung	Nicht relevant.
Praktikabilität bei der Zertifizierung	Einfach, wenn nur das Angebot an sich ausreicht. Aufwändiger, wenn bestimmte Erfolgsgrößen erreicht und damit erfasst werden müssten.

Effizienzfonds I.**Beschreibung**

- Ökostromversorger zahlen pro verkaufter kWh einen bestimmten Betrag (bspw. 0,1 – 0,5 ct/kWh) in einen Effizienzfonds ein. Dieser kann beim Anbieter angesiedelt sein oder als ein größerer Topf bei einer dritten Institution.
- Dieser Betrag könnte sich aus der Mehrzahlungsbereitschaft der Kunden finanziert werden.
- Der Effizienzfonds unterstützt Effizienzmaßnahmen der Ökostromkunden finanziell.
- Als erfolgreich wird z.B. der Fonds der Stadtwerke Hannover angesehen.



Kundennutzen	<p>Es profitieren nur unmittelbar die Kunden, die aus dem Fonds finanzielle Unterstützung für ihre Maßnahmen erhalten.</p> <p>Alle anderen Kunden bleibt das gute Gefühl, mit ihrer Mehrzahlungsbereitschaft den Stromverbrauch anderer zu senken.</p> <p>-> Das sehen wir problematisch: ein Teil der Kunden profitiert von dem Zuschuss und der Einsparung, der andere, größere Teil zahlt nur.</p>
Kommunizierbarkeit	Idee an sich lässt sich gut kommunizieren, aber der unterschiedliche Vorteil führt zu der Frage „wieso soll ich anderen Kunden die Effizienzmaßnahme finanzieren...“.
Nutzen für das Energiesystem	Durchaus hoch, wenn es ordentlich und wirksam gestaltet wird, führt die Quote mittels vielfältiger Maßnahmen zu einer Verbrauchssenkung und vor allem Glättung der Lastspitzen. Das zeigen die bisherigen Projekte, z.B. Klimafonds der Stadtwerke Hannover.
Nutzen für die Energiepolitik	Könnte ein sinnvolles Vorbild für eine größere Fondslösung werden. Die Erfahrungen aus diesen Modellen könnten die flächendeckende Einführung erleichtern.
Carbon Footprint	Sinkt in dem Maße, in dem der Stromverbrauch aufgrund von Einsparungen sinken würde.



Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	Gut. Für den gesamten Themenkomplex „Effizienz“ gilt allerdings: Bewertung erst nach Umsetzung der Eff-RL möglich.
Kostensensitivität	Die Kosten sind gut kalkulierbar, aber vor allem refinanzierbar über die Mehrzahlungsbereitschaft.
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	Beides ist prinzipiell möglich. Wenn der Fonds jedoch Element eines Ökotarifs werden soll, so muss sich das Modell deutlich von dem eines für die „Normalkunden“ abheben.
Messbarkeit	Messung von Effizienz auch hier ein grundlegendes Problem. Sie könnte über eingesparte kWh (evtl. mit pauschalen Ansätzen); in Euro pro Kunde, oder mittels der Summe in finanzieller Unterstützung erfolgen.
Praktikabilität bei der Beschaffung	Nicht relevant.
Praktikabilität bei der Zertifizierung	Einfach, wenn die Einzahlungen und Auszahlungen des Fonds geprüft werden. Schwieriger wird es, wenn die Wirksamkeit der Maßnahmen einer Mindestanforderung unterliegen sollten, die so dann auch gemessen werden müsste.

Investitionszuschüsse I.**Beschreibung**

- Ähnlicher Mechanismus wie Effizienzfonds: Ökostromversorger bezuschusst eine Effizienzmaßnahme direkt. Das können z.B. sein:
- Austauschprogramme für Geräte und Heizungspumpen.
- „Mini-Contracting“: Ausstattung des Kunden mit effizienzsteigernden Geräten.
- Diese Investitionen können (zum Teil) aus der Mehrzahlungsbereitschaft der Kunden finanziert werden.
- Grundsätzlich auch als „Darlehens-Modell“ oder Contracting-Modell denkbar: Kunden muss den Zuschuss aus den eingesparten Energiekosten wieder zurückzahlen.

Kundennutzen	<p>Es profitieren nur unmittelbar die Kunden, die aus finanzielle Unterstützung für ihre Maßnahmen erhalten.</p> <p>Alle anderen Kunden bleibt das gute Gefühl, mit ihrer Mehrzahlungsbereitschaft den Stromverbrauch zu senken.</p> <p>Das sehen wir problematisch: Ein Teil der Kunden profitiert von dem Zuschuss und der Einsparung, der andere, größere Teil zahlt nur.</p>
Kommunizierbarkeit	<p>Idee an sich lässt sich gut kommunizieren, aber der unterschiedliche Vorteil des Kundennutzens führt zu der Frage, „wieso soll ich anderen Kunden die Effizienzmaßnahme finanzieren... „</p>
Nutzen für das Energiesystem	<p>Durchaus hoch, wenn es ordentlich und wirksam gestaltet wird. Denn dann können vor allem Lastspitzen geglättet werden und der Verbrauch insgesamt gesenkt werden.</p>
Nutzen für die Energiepolitik	<p>Könnte ein sinnvolles Vorbild für eine machbare Maßnahme für Versorger werden. Die Erfahrungen aus diesen Modellen könnten die flächendeckende Einführung erleichtern (was aber dann nur Sinn ergibt, wenn alle Kunden einbezogen würden).</p>
Carbon Footprint	<p>Sinkt in dem Maße, in dem der Stromverbrauch aufgrund der Maßnahmen sinken würde.</p>



Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	Gut. Für den ganzen Themenkomplex „Effizienz“ gilt allerdings: Bewertung erst nach Umsetzung der Effizienz-Richtlinie möglich.
Kostensensitivität	Kosten gut kalkulierbar, aber vor allem refinanzierbar über die Mehrzahlungsbereitschaft. Je wirksamer die Maßnahme, desto höher die notwendige Investition.
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	Beides ist prinzipiell möglich. Wenn das Programm jedoch Element eines Ökotarifs werden soll, so muss es sich deutlich von dem eines für die „Normalkunden“ abheben.
Messbarkeit	Gut, wenn Zahl der Investitionen oder deren Euro-Summe gemessen werden. Bei der Erfassung von eingesparten kWh wird es schwierig. Vermutlich kommt man an pauschalen Ansätzen nicht umhin (Gerätetausch Kühlschrank, 10 Jahre alt, bewirkt xxx kWh Einsparung.)
Praktikabilität bei der Beschaffung	Nicht relevant.
Praktikabilität bei der Zertifizierung	Einfach, wenn Investitionssumme oder –fälle Kriterium werden. Schwieriger, falls es die eingesparten kWh sind (siehe Messung)

Weißer Zertifikathandel I.**Beschreibung**

- Es wird auf freiwilliger Basis ein Handelssystem für weiße Zertifikate aufgesetzt, z.B. zunächst zwischen den am Label beteiligten Anbietern.
- Dies setzt voraus, dass Verfahren zur Messung bzw. Erfassung der Effizienz in Form von Kilowattstunden entwickelt und einheitlich angewendet werden können, z.B. Austausch Waschmaschine mit A+++ gegen Altmaschine mind. 10 Jahre → xxx kWh
- Jeder Anbieter wird einer jährlichen Einsparquote unterworfen. Die erfüllten Einsparungen generieren Zertifikate, welche gehandelt werden können. Zertifikate aus Übererfüllung von Zielen stehen den Anbietern zum Kauf zur Verfügung, die die Quote nicht durch eigene Maßnahmen erfüllen können oder wollen.
- Ähnlich wie beim Effizienzfonds ist diese Idee insbesondere branchenweit denkbar.

Kundennutzen	Hier nicht spezifizierbar, denn die Generierung weißer Zertifikate würde über die zuvor genannten Maßnahmen erreicht werden.
Kommunizierbarkeit	Gut, da sehr innovativ und neu. Aber weit weg von der Ökostromlieferung an den Kunden. Je nachdem, welche Maßnahme der Anbieter zur Erreichung des Quotenziels umsetzt, gelten die Einschätzungen zu allen vorgenannten Ideen.
Nutzen für das Energiesystem	Durchaus hoch, wenn es ordentlich und wirksam gestaltet wird. Könnte Vorbild für ein bundesweites System werden. Bei dem alle Versorger und/oder Verbraucher (vor allem Gewerbekunden) eingebunden werden könnten.
Nutzen für die Energiepolitik	Könnte ein sinnvolles Vorbild für eine machbare Maßnahme für Versorger werden. Die Erfahrungen aus diesen Modellen könnten die flächendeckende Einführung erleichtern. Da ein wettbewerblichen Rahmen mit Marktplatz etc. geschaffen würde, fände dieses Modell im Grundsatz eine breitere Unterstützung in zumindest Teilen der Wirtschaft.
Carbon Footprint	Sinkt in dem Maße, in dem der Stromverbrauch aufgrund der Maßnahmen sinken würde.

Weißer Zertifikathandel III.
Bewertung

Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	<p>Gut. Für den ganzen Themenkomplex „Effizienz“ gilt allerdings: Bewertung erst nach Umsetzung der Effizienz-Richtlinie möglich.</p> <p>Würde ein Handelssystem für alle Versorger Pflicht werden, wird diese Zusätzlichkeit wirkungslos, es sei denn, die Quote würde dann freiwillig höher gesetzt als beim Rest der Versorger.</p>
Kostensensitivität	<p>Die Kosten sind schwer kalkulierbar, aber zumindest teilweise refinanzierbar über die Mehrzahlungsbereitschaft. Allerdings lässt der entstehende Markt für weiße Zertifikate unterschiedliche Strategien zur Erfüllung der Quote zu, was die unternehmerischen Alternativen bunter macht.</p>
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	<p>Beides prinzipiell möglich. Wenn der Handel jedoch Element eines Ökotarifs werden soll, so muss es sich deutlich von dem eines für die „Normalkunden“ abheben.</p>
Messbarkeit	<p>Die Teilnahme am Handel an sich würde derzeit schon innovativ sein. Letztlich erfolgt die Messung in der Zahl der generierten Zertifikate oder schlicht in der In Zahl der eingesparten kWh.</p>
Praktikabilität bei der Beschaffung	<p>Nicht relevant.</p>
Praktikabilität bei der Zertifizierung	<p>Relativ einfach, wenn das Kriterium die Teilnahme an einem solchen Handel umfasst.</p>

- Sämtliche Ideen zur Zusätzlichkeit aus Effizienzmaßnahmen müssen vor dem Hintergrund gesehen werden, dass die Umsetzung der Effizienzrichtlinie in nationale Gesetzgebung erst im Sommer 2014 bekannt sein wird. Dies macht eine Bewertung und Untersuchung auf Wirksamkeit und Praktikabilität schwierig.
- Generell stehen nur solche Maßnahmen von unmittelbarer finanzieller oder emotionaler Verbindung mit dem Ökostromkunden, bei denen der Kunde in irgendeiner Form wieder etwas aus seinem Mehrzahlungsbeitrag zurück erhält (Bonus oder Invest-Zuschuss etc.). Alles andere lässt u.U. schnell eine Verständnislücke bei den Kunden entstehen, warum sie für den Nutzen anderer mehr zahlen sollen.
- Der besondere politische Reiz bei dem Themenfeld Effizienz besteht aus der möglichen Signalwirkung in die Politik und die Versorgungswirtschaft: Wenn die Ökostromanbieter eine Einsparquote oder Effizienzfonds, vielleicht zukünftig einen Zertifikatehandel erfolgreich vorführen, kann dies ein sehr wirksamer Beitrag zur Effizienzpolitik sein.
- Abseits der Frage zur Sinnhaftigkeit von Effizienz als Zusätzlichkeit muss realistisch gesehen werden, dass vor Klärung der Gesetzeslage keiner der Ansätze bezgl. seiner Notwendigkeit beurteilt werden kann.

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzen

- 5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 5.2 Kriterien zur Bewertung neuer
Zusätzlichkeit
- 5.3 Themenfelder für denkbare
Zusätzlichkeiten
- 5.4 Effizienz
 - 5.4.1 Einsparquote
 - 5.4.2 Tarifierreize
 - 5.4.3 Effizienzfonds
 - 5.4.4 Investitionszuschüsse
 - 5.4.5 Weißer Zertifikatehandel
 - 5.4.6 Zwischenfazit Effizienz

5.5 Flexibilität

- 5.5.1 Speicher
- 5.5.2 Demand Side Management
- 5.5.3 Umwandlung in Wärme
- 5.5.4 Zusammenspiel der
Flexibilitätsoptionen
- 5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität

5.6 Marktaffine Ideen

- 5.6.1 *Grünstromvermarktung plus*
- 5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell
- 5.6.3 Regelenergie aus EE
- 5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix
- 5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen

5.7 Bewertung

- 5.7.1 Sensitivität gegenüber
regulatorischen Rahmenbedingungen
- 5.7.2 Übersicht
- 5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung



These: Wind- und Solarkraft werden die dominierenden Erzeugungsarten einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien sein. Offshore Windanlagen werden diesen Mix ergänzen.

Folge: der Anteil an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung (FEE) im Gesamtsystem steigt deutlich.

Ziele von Flexibilität sind:

- Aufnahme möglichst großer Mengen FEE (um möglichst viele fossile kWh zu verdrängen)
- Versorgungssicherheit aufrecht erhalten
- Das Gesamtsystem effizienter zu gestalten.

Weiterführende Ziele können sein:

- „Greening“ der Wärmeversorgung über erneuerbaren Strom.
- Einführung von E-Mobilität, ohne die Versorgungssicherheit mit Strom zu gefährden.

Dies führt zu gravierenden Auswirkungen auf die technische und marktliche Integration von FEE.

Drei Handlungsfelder ermöglichen Versorgern die Schaffung von Flexibilität:

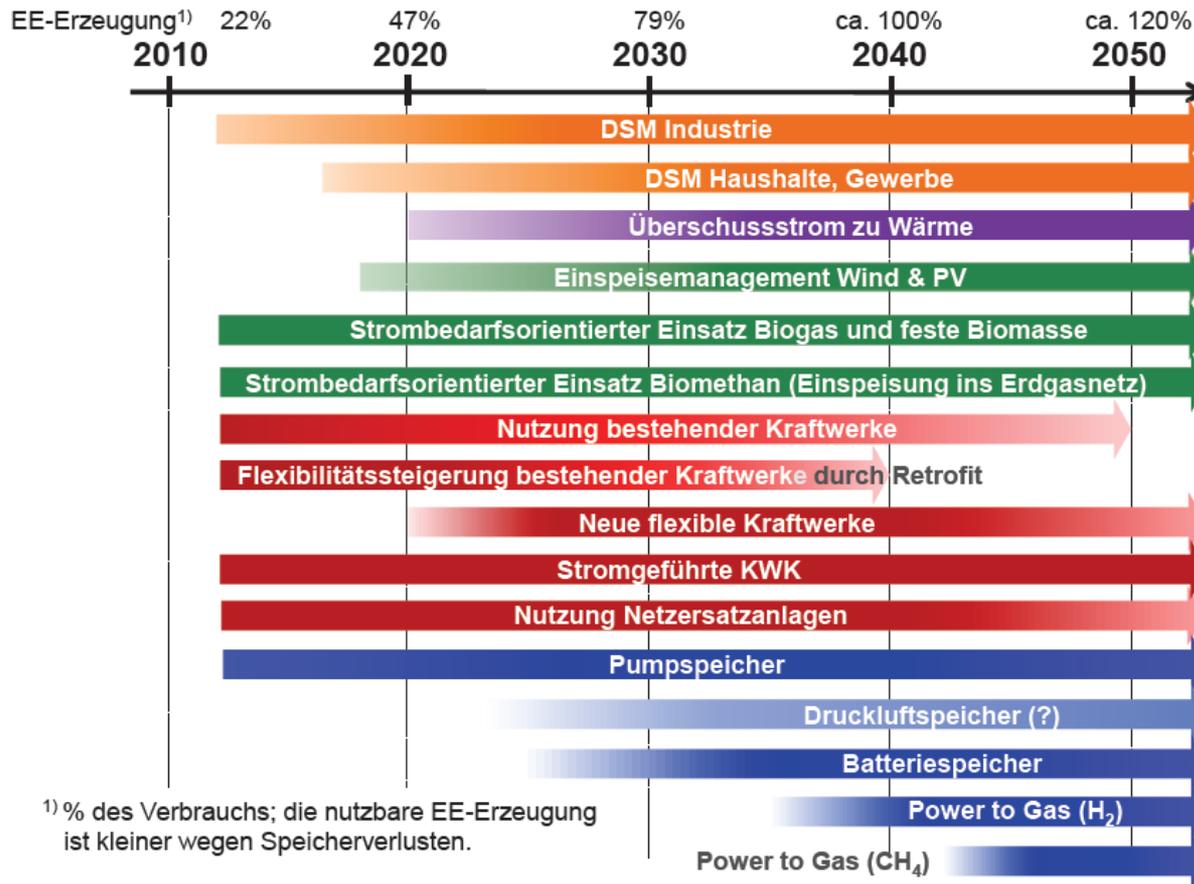
1. Speicher
2. Demand-Side-Management
3. Umwandlung in Wärme
4. Zusätzliche Wirkung verschiedener Flexibilitäten

	Geschätztes Potenzial ¹⁾	Dauer	Schnelligkeit in % / min.	Bemerkungen
Demand Side Management (DSM)				
DSM Industrie	+2 / -0,7 GW [DENA]; +0,5 / -4,4 GW [VDE]; kurzfristig	1 bis 4 Stunden	20-100%	kurzfristig und kostengünstig nutzbares Potenzial; höheres Potenzial für Abschaltungen im Minutenbereich bzw. zu hohen Kosten
DSM Haushalte	ca. +0,6 GW / -2,3 GW bis 2030	einige Stunden	100%	(ohne Wärmepumpen)
DSM Haushalte – elektrische Wärmepumpen	max. +0,45 GW (Winter) / -2,2 GW (Sommer) bis 2030	ca. 2 Stunden	100%	Quelle: ecofys, prognos, 2011; Dauer mit Wärmespeicher auch länger
Überschussstrom zu Wärme	mehr als -10 GW; kurzfristig	unbegrenzt	20-100%	nur negative Leistung, abh. vom Wärmebedarf
Erneuerbare Energien				
Einspeisemanagement Wind & PV	„unbegrenzt“	unbegrenzt	100%	nur negative Leistung; bei gedrosselter Fahrweise auch positive Regelleistung möglich
Strombedarfsorientierter Einsatz Biogas und feste Biomasse	max. +/- 16 GW bis 2030	4 bis 12 Stunden	5-20%	bei Einspeisung ins Erdgasnetz
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomethan		Wochen bis Monate		
Stromspeicher				
Pumpspeicher (Deutschland)	ca. 10 GW und 78 GWh bis 2020; langfristig bis zu 2 TWh	Stunden bis Tage	50-100%	geringe Energiedichte, einzige bewährte und kostengünstige Speichertechnologie, technisch auch als Langzeitspeicher geeignet, aber kein ausreichendes Potenzial
Druckluftspeicher („CAES“)	beliebig groß, ca. 0,8 – 2,5 TWh Bis 2030	Stunden bis Tage	20%	adiabate CAES (Wirkungsgrad ca. 60-70%) noch in der Entwicklungsphase, rel. kostengünstig, weniger effizient und teurer als Pumpspeicher
Batteriespeicher	unbegrenzt	Stunden bis Tage	100%	teure Option, hohes Entwicklungs- und Kostensenkungspotenzial
Power to Gas	unbegrenzt	Wochen bis Monate	Nicht relevant	aus heutiger Sicht einzige Langfristspeicheroption mit ausreichendem Potenzial, niedriger Wirkungsgrad (Strom zu Strom 30-45%), früherer Einsatz für Gaserzeugung für Verkehr

¹⁾ Potenzial positiv = Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungsleistung bzw. Abschaltung von Lasten
 Potenzial negativ = Abschalten von Erzeugungsleistung bzw. Zuschaltung von Lasten

	2013 Ist	2013 Soll	2020	2030	2040	2050
Lastmanagement Industrie	gering	gering	mittel	mittel	mittel	mittel
Lastmanagement Haushalte, Gewerbe	null	null	gering	gering	mittel	mittel
Lastmanagement Wärmepumpen	null	gering	gering	mittel	mittel	mittel
Überschussstrom zu Wärme	null	gering ¹⁾	gering ¹⁾	gering	mittel	mittel
Einspeisemanagement Wind & PV	gering ¹⁾	gering ¹⁾	gering	mittel	hoch	hoch
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomasse	gering	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomethan	gering	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Nutzung bestehender Kraftwerke	hoch	hoch	hoch	mittel	gering	null
Flexibilitätssteigerung durch Retrofit	mittel	mittel	mittel	gering	gering	gering
Neue flexible Kraftwerke	null	null	hoch	hoch	mittel	mittel
Stromgeführte KWK	gering	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Nutzung Netzersatzanlagen	gering	gering	mittel	mittel	mittel	mittel
Pumpspeicher	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Druckluftspeicher	null	null	null	gering	(mittel)?	(mittel)?
Batteriespeicher	null	null	gering	mittel	mittel	mittel
Power to Gas (H2)	null	null	null	gering	hoch	hoch
Power to Gas (CH4)	null	null	null	gering	mittel	hoch

1) nur im Fall von Netzengpässen



Die Bedeutung einzelner Flexibilitätsoptionen wird in Zukunft stark zunehmen. Viele Maßnahmen werden zwar erst in einigen Jahren benötigt (bspw. Power to Gas), die Technologien müssen aber bereits heute entsprechend vorbereitet und zur Marktreife geführt werden.

Zum Speicherbedarf: Speicher werden erst ab einem EE-Anteil von über 40% relevant

Bislang kann Strom nur in geringen Mengen oder über kurze Zeiträume gespeichert werden.

Zum Speicherbedarf hier die Ergebnisse der VDE-Studie (2012):

- Speicher werden erst ab einem EE-Anteil über 40 Prozent relevant
 - Die durch den EE-Ausbau hervorgerufenen Schwankungen können kurz- und mittelfristig auch weitgehend von einem flexiblen thermischen Kraftwerkspark und flexiblen Biomasseanlagen abgefangen werden.
 - Der Einsatz von Speichern hat unter den getroffenen Annahmen einer am selben Ort stattfindenden Ein- und Ausspeicherung fast keine Auswirkungen auf den erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes.
- Bei einem EE-Anteil von 40 % dient der Speichereinsatz vor allem der Optimierung und Verstetigung fossiler Stromerzeugung → nur langfristig positive Auswirkung auf die Gesamtemissionen der Stromerzeugung
 - Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte zur Weiterentwicklung der Speichertechnologien sind dringend erforderlich.
 - Speichertechnologien werden erst kostengünstig, wenn eine hohe Produktionsrate erreicht wird.
 - Erarbeitung eines soliden Markteinführungsplanes notwendig

Das Geschäftsmodell für Speicher besteht darin, in Zeiten günstigen Stroms zu laden und bei hohen Preisen zu entladen. Der Betrieb der Speicher folgt also Preissignalen, die nicht zwingend Überschüssen an EE-Strom geschuldet sind. Folglich können Speicher nur schwer in einen unmittelbaren Zusammenhang mit Ökostrom gebracht werden. Ein Speicher kann nur „grüne“ kWh aufnehmen, wenn er direkt mit der EE-Anlage verbunden ist.

Jedoch wäre es möglich, dass die aufgenommene Menge Strom mit HKN unterlegt wird. Daran schließt die Frage an, ob bei der Aufladung erworbene HKN mit Entladung des Speichers weiterveräußert werden können. Ist dies der Fall, könnte für einen Ökostromanbieter ein Anwendungsfall für Speicher entstehen:

- Als Betreiber eines Speichers lädt er ihn mit Ökostrom, entweder in direkter physischer Verbindung mit der EE-Anlage, oder durch Zukauf eines HKN, oder mit EEG-Strom, der andern abgeregelt würde. Er entlädt ihn sodann in seinen

Bilanzkreis zur Versorgung seiner Kunden oder verkauft den Strom (samt HKN) an Dritte.

- Der Ökostromanbieter kann auch Ökostrom aus Speichern Dritter beziehen.

Der **Nutzen** von am Netz angeschlossenen Speichern für die Energiewende besteht darin, dass das Preissignal zur Aufladung zunehmend mit Situationen einhergeht, in denen viel EE ins Netz einspeisen. Allerdings kann die Argumentation auch umgedreht werden: Das Preissignal wäre demnach den ins Netz drückenden Must-Run-Kraftwerken geschuldet, deren Bestand damit verlängert würde, wenn ihre überflüssigen Strommengen in Speichern untergebracht werden.

Die **Mehrzahlungsbereitschaft** von Ökostromkunden könnte unter derzeitigen Rahmenbedingungen (Speicher werden als Verbraucher behandelt und müssen Netzentgelte bezahlen) wie folgt sinnvoll eingesetzt werden:

- Zuschuss zum Bau von Speichern, deren Geschäftsmodell sich noch nicht trägt.
- Beteiligung am finanziellen Risiko aus dem Betrieb von Speichern.
- Verwendung für Lobbying zur Verbesserung der marktlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen von Speichern.

Derzeit kann nur für Pumpspeicher, Power to Heat und in besonderen Einzelfällen Batterien zur Frequenzhaltung des Netzes eine Chance für einen wirtschaftlich auskömmlichen Betrieb vermutet werden.

Alle anderen Speicherkonzepte müssen unter hohen Zuschüssen errichtet und betrieben werden (Power to Gas, Druckluft, Schwungrad). Als nächstes können Batterien in Verbindung mit Eigenversorgungskonzepten die Wirtschaftlichkeit erreichen (falls die gesetzlichen Rahmenbedingungen bei der Eigenversorgung nicht verschlechtert werden).

Beim Einsatz von Batterien ergeben sich jedoch Fragen der volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit durch Skaleneffekte: Viele kleine Batterien sind zusammengenommen wesentlich teurer als größere Batterien, z.B. > 1 MW. Die „Hausbatterie“ wird sich jedoch nach unserer Einschätzung besonders schnell verbreiten, da sie sich voraussichtlich betriebswirtschaftlich gut refinanziert, wenn sie in Eigenversorgungsmodellen angewendet wird. Zudem ist die Kauf- und die Investitionsentscheidung bei kleinen Batterien am einfachsten: relativ niedrige Investitionshöhe, Entscheider ist meist eine Einzelperson, Lieferzeit wenige Wochen.



Diese Kombination von Faktoren wird zu einer raschen Verbreitung von Batterien mit geringer Speicherkapazität führen, die in der Lage sind, vor allem Lastspitzen aus FEE aufzunehmen.

Für den wirtschaftlichen Erfolg eines Speichers ist die Zahl der Ladezyklen, genauer gesagt, der Vollladezyklen in Kombination mit dem Spread zwischen den Preisen für Lade- und Entladestrom entscheidend. Ob die lediglich Übernahme von Lastspitzen für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreicht, muss bezweifelt werden.

Kundennutzen	Wenn sich Anbieter ohne direkten Bezug zur Ökostromlieferung zu Speicher engagiert (in welcher Rolle auch immer), bekennt sich der Kunde zu einem Anbieter, der ein zukünftiges Energiesystem heute schon vorbereitet bzw. realisiert.
Kommunizierbarkeit	„Speicher werden mittel- bis langfristig zur Umsetzung der Energiewende benötigt“. Der Anbieter ist hierfür Vorreiter. → gut kommunizierbar bzgl. Anbieterimage; etwas schwieriger in Bezug auf konkrete Mehrzahlungsbegründung im Ökostromtarif.
Nutzen für das Energiesystem	FEE können in größerem Umfang in das System eingebunden werden. 100% EE Vision nur mit deutlich größeren Kapazitäten an Speichern umsetzbar. Schnittstelle zu Wärme und Mobilität (im Fall P2G) eröffnet eine sinnvolle Verflechtung zwischen den Energiesektoren.
Nutzen für die Energiepolitik	Politik setzt auf altbekannte Pumpspeicher. Die wichtige Rolle von Speichern wird mit Engagement im Speicherbereich deutlich, so dass die Politik angeregt werden wird, dass Speicher in die Energiegesetze besser geregelt und besser gestellt werden. Bisher ist es nur „Forschungsobjekt“ (außer Pumpspeicher). Wirtschaftliche Weiterentwicklung nur durch Anpassung gesetzlicher Regelungen möglich (bspw. werden Speicher heute juristisch als Verbraucher angesehen, sodass für den gespeicherte Strom Netzentgelte zu zahlen sind).
Carbon Footprint	Die Speicherung von FEE ermöglicht höheren Aufnahme von EEG und schnellere Verdrängung von fossilen.

Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	<p>Momentan gibt es nur F+E Förderung für Speicher (und dabei fast nur Batterie und P2G). Jede weitere gesetzliche Förderung würde positiv wirken. Fraglich, ob Förderung die Mehrzahlungs idee obsolet macht.</p> <p>Die Schwankungen zwischen Base und Peak sind entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb von Speichern. Entsprechend ist das Geschäftsmodell sensibel gegenüber Marktentwicklungen, wie derzeit an den angeblich defizitären Pumpspeicherkraftwerken zu sehen.</p>
Kostensensitivität	<p>Je nach Speicherart sind hohe Investitionen notwendig. Betrieb kann verlustbringend sein. Nachteil der Netzentgeltspflicht. Allerdings ist von einer stetig steigenden Nachfrage nach Speichern auszugehen → Kostenreduktion bei Herstellung.</p>
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	<p>Wenn die Speicher für Anlagen genutzt werden, die den Strom in den Mix an die Kunden entladen, handelt es sich um eine Tarifzertifizierung (was aber sehr unrealistisch ist), ansonsten um eine Anbieterzertifizierung.</p>
Messbarkeit	<p>Gut: Mögliche messbare Größen: Investitionsvolumen (€), Speicherkapazität (MWh), Speicherart.</p>
Praktikabilität bei der Beschaffung	<p>Dürfte in der Beschaffung von Ökostromportfolios kaum eine Rolle spielen. Option wäre Pumpspeicher mit Nachweis, dass Aufladung mit EE erfolgte.</p>
Praktikabilität bei der Zertifizierung	<p>Zur Zertifizierung muss der Bau bzw. die Nutzung von Speichern belegt werden .</p>

- Legt man, wie hier geschehen, den Maßstab für eine Definition der sinnvollen Zusätzlichkeit an eine zukünftige 100%ige erneuerbare Energieversorgung an, so werden Speicher eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit spielen. (Bei einem 80% Ziel nimmt der Speicherbedarf ab.) Insofern ist ein Engagement von Ökostromanbietern auf diesem Gebiet grundsätzlich sinnvoll.
- Jedoch muss betont werden, dass alle Studien zum Speicherbedarf davon ausgehen, dass diese frühestens ab 2020 notwendig werden (wobei die Gestaltung von eventuellen Kapazitätsmärkten völlig offen ist).
- Langfristig entsteht Bedarf an Speichern, die auch wirtschaftlich betrieben werden können, wenn sie Strom über langen Zeitraum speichern (unter Verzicht auf häufige Ladezyklen) und in der Lage sind, große Lasten abzugeben.
- Batterien können zur Frequenzhaltung eine wichtige Funktion erhalten. Im Eigenversorgungsmodell eingesetzt, können sehr kleinteilige Lösungen volkswirtschaftlich unsinnig sein. Eine Förderung durch Ökostromanbieter ist tendenziell nicht sinnvoll.
- Speicher können in das Portfoliomanagement des Anbieters Eingang finden. Der gespeicherte Strom müsste mit HKN begleitet werden.
- Für die wenigsten Speicherkonzepte gibt der Markt derzeit ein Geschäftsmodell her, also ausreichend Preisunterschied zwischen Auf- und Entladung. Somit sind bis auf Pumpspeicher und vielleicht noch Batterien alle Speicherarten von erheblichen Zuschüssen abhängig.
- Eine Nutzung der Mehrzahlungsbereitschaft von Ökostromkunden würde hier im Grundsatz eine sinnvolle Zusätzlichkeit darstellen, wenn der Nutzen so formuliert wird, dass die Erfahrungen und der „Know-how-Aufbau“, den man in 10-20 Jahren für Speicher braucht, heute schon begonnen werden muss.



- Allerdings ist kritisch zu diskutieren, wie hoch der Nutzen bei der Investition der Mehrzahlungsbereitschaft in Speichertechnologien sein kann, da es sich um eine investitionsintensive Technologie handelt.
- Das vergleichsweise hohe notwendige finanzielle Engagement im Speicherbereich macht deutlich, dass mit einer Mittelverwendung aus der Mehrzahlungsbereitschaft der Ökostromkunden nur relativ kleine Kapazitäten geschaffen werden können. Zudem machen Investitionen in Speicher nur Sinn, wenn deren derzeitiger defizitärer Betrieb mittelfristig finanziell ausgeglichen werden kann.
- Inwiefern durch die Pilotprojekte die Lernkurve bei einer späteren größeren Stückzahl eingesetzter Elektrolyseure (oder Batterien) gefördert werden kann, ist schwer abzuschätzen und sicherlich auch von den gesetzlichen Rahmenbedingungen (Förderung) abhängig.
- Für größere Batterien werden derzeit einige Ergebnisse von Modellrechnungen präsentiert, wonach ein Einsatz im Regelenergiemarkt zu einem positiven Deckungsbeitrag führen kann.
- Aktivitäten des Anbieters zum Thema Speicher im Bereich der Pilotprojekte abspielen.
 - Damit würde sich eine Zertifizierung an dem finanziellen Umfang orientieren, den der Anbieter in F&E oder Pilotprojekte für Speicher setzt.
 - Maßstab für Zusätzlichkeit könnte sein: Finanzielle Mittel in absoluten Angaben oder im Verhältnis zum Umsatz für Strom



- DSM meint die Nachfrageseitige Anpassung des Stromverbrauchs/Last an die Stromerzeugung
- DSM birgt meist nur kurzfristige Potenzial, d.h. es stellt ein wenige Stunden andauerndes Angebot dar.
- Der teilnehmende Kunde erhält finanzielle Anreize durch spezielle Tarife.
- Teilnahme am Regelenergiemarkt durch Laststeuerung momentan die einzige wirtschaftliche Chance zur Umsetzung von DSM
- DSM ist derzeit noch sehr von Zuschüssen abhängig.

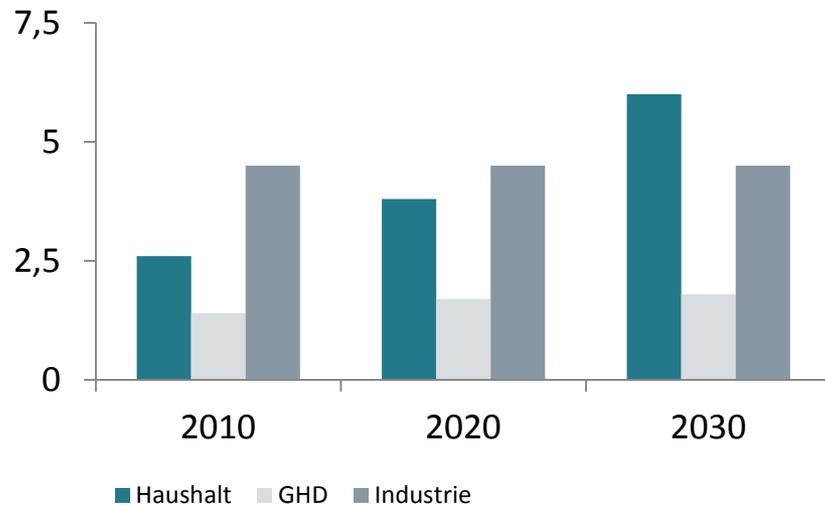
ZUSÄTZLICHKEIT FÜR DIE ENERGIEWENDE

- Indirekte Steigerung des nutzbaren FEE-Anteils (FEE-Anlagen müssen nicht abgeschaltet werden)
- Weniger Bereitstellung von (fossiler) Residuallast, wenn Last beim Verbraucher bei Flaute zurückgefahren wird.

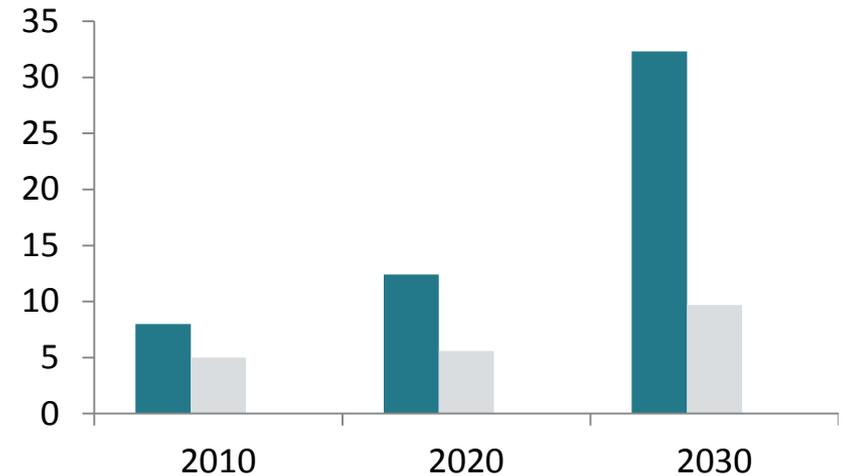
Demand Side Management (DSM) II.

Das Potenzial an verschiebbarer Leistung ist in der Industrie am höchsten. Das Potenzial an verschiebbare Energiemenge ist hingegen bei den Haushalten am höchsten und in der Industrie sehr gering.

GW



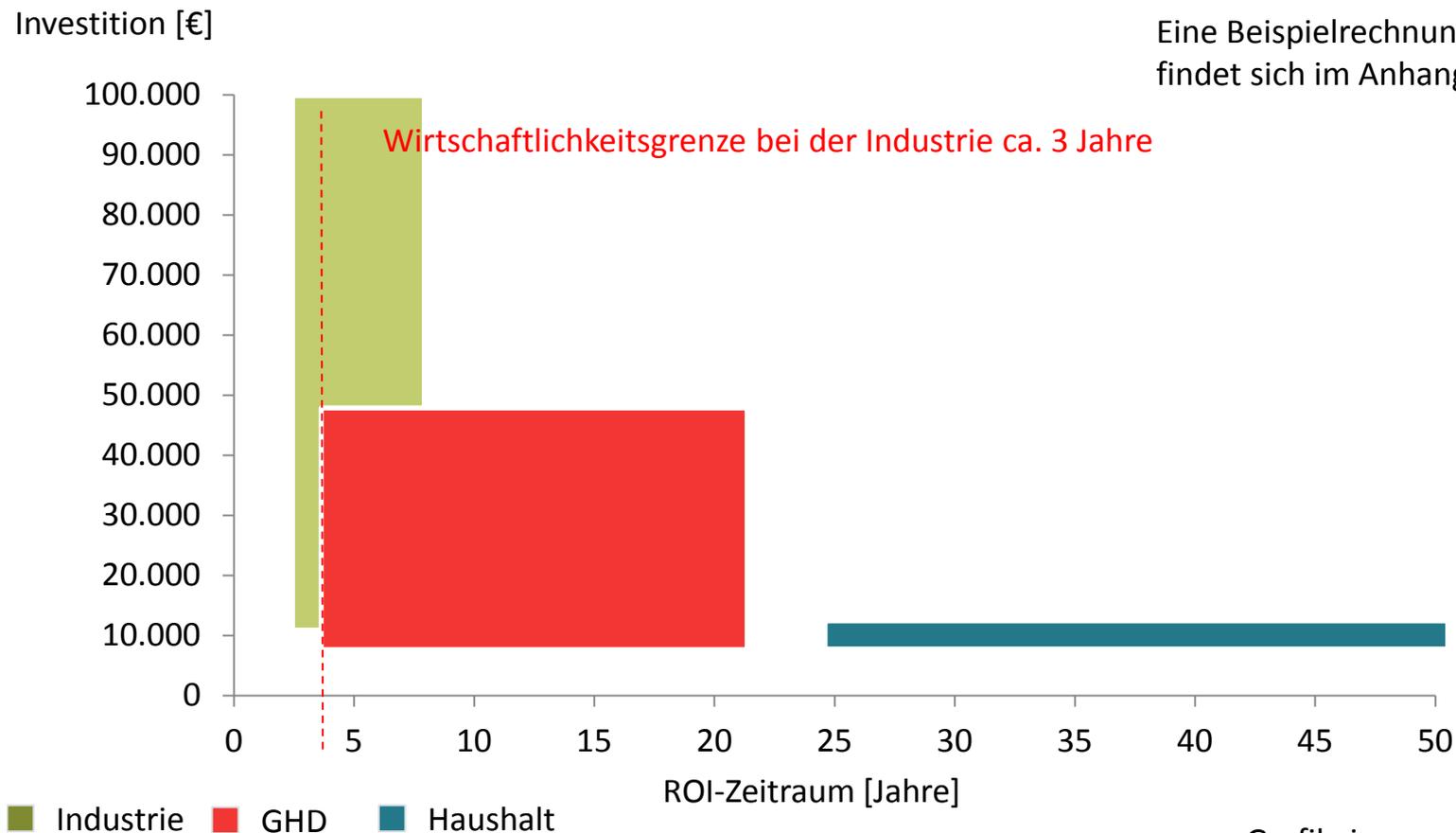
TWh/a



Grafik: in.power, Daten: VDE (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, S. 126 f.

Ein wirtschaftlich darstellbares DSM im Haushaltskundenbereich liegt in weiter Ferne.

Hingegen weisen Industriebetriebe heute schon erschließbare Potenziale auf. Mit mehr Geduld hinsichtlich eines Return On Invest (ROI) könnte auch im GHD-Sektor DSM-Potenzial erschlossen werden.



Grafik: in.power

Entwicklungsstand:

Die technischen Voraussetzungen für Lastverlagerungen im Industriebereich sind heute bereits gegeben.

Heute genutzte Leistung:

Heute nutzen bereits einige große, energieintensive Industriebetriebe (z.B. Zement, Chemie, Chlor, Aluminium, Stahl, Papier) Lastmanagement für die Teilnahme am Regelenergiemarkt. Rund 500 MW positive und 125 MW negative Regelleistung nehmen am Markt für Minutenreserve teil.

Potenzial:

Die DENA Netzstudie II weist das Lastverschiebungspotenzial im Industriebereich mit maximal 2 GW positiver und 0,7 GW negativer Regelleistung aus.
Die VDE-Studie „Demand Side Integration“ beziffert das Potenzial mit 0,5 GW positiv und 4,4 GW negativ.

Bereitstellungsdauer:

Je nach Anlage sind Bereitstellungsdauern von 5 Minuten bis zu mehreren Stunden möglich.

Kosten, Wirtschaftlichkeit:

Die Kosten für eine Lastverlagerung umfassen in erster Linie die Kosten der Produktionsverzögerungen. Soll eine Lastverlagerung nur wenige Minuten bis Stunden (< 4 Stunden) dauern, kann dies zu sehr geringen Kosten erfolgen (10 bis 20 €/MWh). Bei längeren Produktionsausfällen steigen die Kosten auf bis zu mehrere hundert €/MWh an.

Zeitliche Umsetzung:

Das DSM-Potenzial im Industriebereich sollte sofort genutzt werden, da es schnell zu realisieren ist und im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen bereits heute i.d.R. wirtschaftlich erschlossen werden kann.

Demand Side Management (DSM) v.



Erlöse durch die Vorhaltung negativer Minutenreserve:

- Durchschnittlicher Leistungspreis 2012: 2,96 €/MW pro Stunde ¹⁾
- Erlöse bei ganzjährige Vorhaltung: ca. 25.000 €/MW pro Jahr ¹⁾

Zur Erreichung der Mindestpoolgröße von 5 MW werden etwa 5.000 Haushalte benötigt. Ein Anbieter, der bereits am Regelenergiemarkt tätig ist, könnte zusätzliche DSM-Leistung direkt in sein Regelenergie-Portfolio integrieren.

Durch Vorhaltung von zwei Haushaltsgeräten am Regelenergiemarkt können ca. 5 – 10 €/a ²⁾ bzw. 50 – 100 €/a ³⁾ Erlöst werden.

Bei Investitionskosten von ca. 2.500 €/Kunde würde sich eine DSM-Maßnahme bei Haushaltskunden durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt aktuell wirtschaftlich nicht rechnen (Amortisationszeiten von 25 ³⁾ bis 500 Jahre ²⁾).

Kundennutzen	Wenn DSM Maßnahme bei Ökostromkunden selbst: bestens! Wenn sich Anbieter bei DSM engagiert (in welcher Rolle auch immer), bekennt sich der Kunde zu einem Anbieter, der ein zukünftiges Energiesystem heute schon vorbereitet bzw. realisiert.
Kommunizierbarkeit	„DSM wird zur Umsetzung der Energiewende benötigt“. Der Anbieter ist hierfür Vorreiter. → gut kommunizierbar bzgl. Anbieterimage; etwas schwieriger in Bezug auf konkrete Mehrzahlungsbeurteilung im Ökostromtarif.
Nutzen für das Energiesystem	Zukünftiges Energiesystem wird heute schon vorbereitet (Smart Metering ermöglicht eine Bilanzierung und Abrechnung nach tatsächlichem Verbrauch). Mehr EE-Strom kann genutzt und muss nicht abgeschaltet werden.
Nutzen für die Energiepolitik	Zukünftige Entwicklungen werden höchstwahrscheinlich zu einer Weiterentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für Smart Metering auf Haushaltsebene führen. Frühzeitige Maßnahmen der Ökostromanbieter können diese Entwicklung voranbringen und positiv beeinflussen. Vorreiterrolle könnte aber auch durch den sowieso absehbaren Roll-out gemindert werden.
Carbon Footprint	Insgesamt führen DSM-Maßnahmen zu einer CO ₂ -Reduktion, wenn dadurch der nutzbare EE-Anteil steigt.

Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	Smart Metering im Haushaltsbereich wird höchstwahrscheinlich vollzogen werden → genaue Umsetzung jedoch noch unklar (Risiko von sunk costs, wenn sich andere Standards oder Produkte im Massen Roll-out durchsetzen als angenommen).
Kostensensitivität	Kosten für Smart Meter und IT-Infrastruktur, sowie Software für Abrechnung der Tarife und Vergütungen sind insgesamt sehr teuer!
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	Wenn die DSM-Maßnahmen bei den beziehenden Ökostromkunden genutzt werden, handelt es sich um eine Tarifzertifizierung, ansonsten um eine Anbieterzertifizierung.
Messbarkeit	Mögliche messbare Größen: Anzahl verbauter Smart Meter. MW gesteuerter Lasten ist als Maßstab eher schwierig.
Praktikabilität bei der Beschaffung	Keine Relevanz für Strombeschaffung.
Praktikabilität bei der Zertifizierung	Zur Zertifizierung muss der Einbau bzw. die Nutzung von Smart Metern und benötigter Infrastruktur sowie Tarifen belegt werden.



- DSM bei Industrieanlagen kann sich heute schon rechnen.
- DSM bei Industriekunden ist heute weitgehender gesetzlich geregelt als DSM bei Haushaltskunden.
- DSM für Haushaltskunden ist heute noch weit von einer Wirtschaftlichkeit entfernt.
- DSM hat durch technische Vereinfachungen (Stichwort „Energy-Fritzbox“) ein erhebliches Kostensenkungspotenzial, welchem ein höheres Erlöspotenzial folgen würde.
- Eine konkrete Nutzung von Haushaltskunden für DSM scheitert noch an den verpflichtenden SLP.
- Nutzen: DSM schafft notwendige Flexibilität, um Netzstabilität zu gewährleisten und fossile Ausgleichsenergie zu minimieren.
- DSM kann Flexibilität nur über kurze Zeiträume (wenige Stunden) liefern. Bei länger andauernder positiver Residuallast (Tage, Wochen, Monate) müssen Speicher zum Einsatz kommen.

Ein Ökostromanbieter könnte bei angenommenen Investitionskosten von ca. 2.500 €/Kunde folgende Kundenzahl pro Jahr an ein DSM-System anschließen:

Förderbeitrag	0,1 ct/kWh	0,25 ct/kWh	0,5 ct/kWh
Kunden			
1	0,0012	0,003	0,006
1.000	1	3	7
10.000	12	30	60
100.000	120	300	600
OK Power zertifizierter Strom (2013: 6 TWh/a)	2.400	6.000	12.000

Diesen Kosten laufen zwar Einnahmen aus dem Regelenergiemarkt entgegen, die jedoch frühestens nach 25 Jahren zu einem vollständigen Return on Invest führen können.

Ein Engagement eines Ökostromanbieters würde eine Alternative zur Regelung bzgl. SLP sowie einen Zugang zum Regelenergiemarkt erfordern.

**Mögliche Maßstäbe:**

- Bezuschussung von Investitionen in DSM
- Zahl der an DSM angeschlossenen Abnahmestellen, im Verhältnis zu allen Abnahmestellen
- MW an schaltbaren Lasten im Verhältnis zur Höchstlast des Anbieters
- Absolute Investitionen
 - in technische Ausstattung
 - in laufende Zuschüsse zum Ausgleich des unzureichenden Erlöses an der Börse

Nachweis:

- Überprüfung der Angaben zur Anzahl der DSM-Abnahmestellen
- Nachweis der Investitionen

Es müsste noch genauer untersucht werden, inwieweit die Vorgabe zur Verwendung von SLP eine Messung der Zusätzlichkeit in kWh oder MW behindert.

- Ökostromanbieter betreibt ein koppelbares Wärmenetz
- Er investiert und/oder betreibt eine Power to Heat-Anlage
- Betrieb der Power to Heat-Anlage durch
 - überschüssigen EE-Strom (den er aus eigenen Anlagen oder aus Anlagen Dritter beziehen kann)
 - günstigen Strombezug (negative Börsenpreise)
 - Teilnahme am Markt für negative Regelleistung
- Zusätzlichkeit:
 - Entlastung der Netze, da kein Ausbau bis zur maximalen Peakload.
 - Verbrauch von EE-Strom, der sonst abgeregelt würde.
 - Erhöhung des nutzbaren EE-Stromanteils
 - Reduzierung des Bedarfs an fossilen Brennstoffen (z.B. Erdgas) im Wärmebereich und somit Reduzierung des CO₂-Ausstoßes
 - Power to Heat ist ökologisch dann sinnvoll, wenn nennenswerte Überschüsse produziert werden.

Bestehende Beispielprojekte:

- **Stadtwerke Flensburg :**
 - Betrieb eines 30 MW Elektrodenheizkessel seit Anfang 2013
 - Einspeisung der Wärme in das Fernwärmenetz
 - Investitionskosten von 2 Mio. €
 - „Einsatz rechnet sich ab einem Börsenpreis von unter 10 €/MWh“
 - Einsatz am Regelenergiemarkt

- **Stadtwerke Lemgo**
 - Betrieb eines 5 MW Elektrokessels seit November 2012
 - Einspeisung der Wärme in das Fernwärmenetz
 - Teilnahme am Markt für MRL und SRL
 - Einsatz immer dann lukrativ, wenn Strompreis zu niedrig, um die teuerste KWK-Anlage zu betreiben
 - rund 1.000 Betriebsstunden pro Jahr

- Im Anhang findet sich ein Beispiele für einen Geschäftsfall

Die überschüssige Strommenge, die durch Umwandlung in Wärme genutzt - statt abgeregelt - werden könnte, schwankt je nach Dargebot und Bedarf. Deshalb sollte die Investition in eine Power to Heat-Anlage an sich Gegenstand der Zertifizierung sein und nicht etwa eine bestimmte Menge gewandelten Stroms.

Kriterien:

- Investition in Power to Heat-Anlagen
- Betrieb einer solchen



In dem Projekt wurde „Erzeugungsmanagement“ (EM) zunächst als eigenständige Zusätzlichkeit diskutiert und erörtert. EM ist hierbei der Oberbegriff für den Umgang mit sowohl flexibler Erzeugung als auch überschüssigem EE-Strom. Darunter fallen folgende Instrumente:

- Zuführung des Strom in Stromspeicher
- Nutzung zur Wärmeerzeugung (Power to Heat)
- Drosselung der Anlagen, möglichst zuerst Biogasanlagen
- Teilnahme am Regelenergiemarkt

Mit fortschreitender Diskussion wurde das Erzeugungsmanagement immer in Verbindung mit Speichern, KWK-Anlagen oder gar Verbrauchsmanagement gesehen, also als Querschnittsaufgabe in einem Energiesystem, welches aus dargebotsabhängiger Erzeugung, flexiblem Verbrauch und Speichern bestehen wird (und bestenfalls in einem Flexibilitätsmarkt organisiert).

Insofern haben wir das Zusammenwirken verschiedener Flexibilitätsmaßnahmen als eine weitere Kategorie definiert.

Dies soll zum Ausdruck bringen, dass die Zusammenführung von verschiedenen Instrumenten der Flexibilität an sich einen wertvollen Dienst an der Energiewende darstellt.

Ausgangspunkt ist dabei die Aufgabe des Bilanzkreis-Verantwortlichen (BKV), Bedarf und Erzeugung abzustimmen. Der Anbieter koppelt verschiedene Instrumente zu einem Flexibilitätsmanagement und optimiert im besten Fall seinen Bilanzkreis durch Erzeugungsmanagement, Einsatz von Speichern etc., aber auch durch Zu- und Verkauf an den entsprechenden Märkten.

Wir im Projekt Geschäftsfälle untersucht (siehe Anhang), wonach die einzelnen Flexibilitäts-Instrumente nicht durch den Anbieter initiiert oder betrieben sein müssen (Erzeugung, Speicher oder DSM), sondern lediglich das **Management** des „Instrumentenmixes“ von ihm betrieben wird. Das läuft auf Investitionen in IT und Software hinaus, Betrieb einer Leitwarte, Kopplung eines virtuellen Kraftwerkes mit den Märkten, etc.

Wichtig erscheint uns der Punkt, dass Aktivitäten zur Prognosegenauigkeit auch als Zusatznutzen berücksichtigt werden sollten, da genaue Prognosen Voraussetzung für den Erfolg von Flexibilitätsmanagement sind.

ZUSÄTZLICHKEIT FÜR DIE ENERGIEWENDE

- Beschleunigung der Markt- und Systemintegration von FEE
- Damit Erhöhung des Anteils von FEE im Strommix (des Lieferanten, falls dieser FEE entsprechend an die Kunden durchleitet) oder des Gesamtsystems (wenn der Betreiber der Flexibilität diese dem Gesamtsystem zur Verfügung stellt).
- Senkung des Speicherbedarfs (da Speicher in vielen Szenarien teurer als Netzausbau oder Abregelung → Erhöhung der volkswirtschaftlichen Effizienz)
- Senkung von DSM-Notwendigkeiten (für die noch jedes wirtschaftlich tragbare Geschäftsmodell fehlt)
- Ein jetziges Engagement von Anbietern im Erzeugungsmanagement schiebt die Lernkurve in diesem Bereich an und trägt zu einer früheren Verbreitung des Wissens bei.



Beispiel-Fall: Ein Ökostromanbieter hat Zugriff auf unterschiedliche Anlagen der EE und KWK (eigenen oder von Dritten) und setzt diese in optimierter Fahrweise ein.

Ziel (und/oder):

1. Integration von EE außerhalb des EEG (-> vgl. „*Grünstromvermarktung plus*“)
2. Wirtschaftliche Optimierung der Einsatzplanung der Kraftwerke
3. Deckung des geforderten Fahrplans in Bezug auf das Kundenportfolio
4. Verminderung von (fossiler) Ausgleichsenergie
5. Eingriffsmöglichkeit bei negativen Börsenpreisen (Kostenoptimierung)

Voraussetzung:

- Windanlagen müssen in der Direktvermarktung betrieben werden
- KWK-Anlagen sind stromgeführt



Für das Management und den Betrieb von Flexibilitätsmaßnahmen ist prinzipiell eine Anbieterzertifizierung sinnvoll, da solche Projekte in der Praxis kaum nur im Rahmen eines Ökostromangebotes aufgesetzt würden.

Jedoch wäre es denkbar, dass ein Flexibilitätsmanagement auf Basis eines Bilanzkreises für Ökostromkunden stattfindet.

Insbesondere, wenn Flexibilitätsmanagement u.a. für eine Integration fluktuierender Leistung im Sinne der „Grünstromvermarktung plus“ erfolgt, wäre eine Brücke zur Produktzertifizierung möglich.

Zertifizierbarkeit:

- Aufbau und Betrieb eines solchen „Instrumentenmixes“ in führender Rolle, d.h. nicht als „kleiner“ teilnehmender Partner, sondern nachweislich als initiierender.
- Wie später noch erläutert, müsste die Relevanz des Engagements durch eine Verhältniszahl sichergestellt werden, die die Unternehmensgröße berücksichtigt. Hier bietet sich an, die für den Betrieb des Flexibilitätsmanagements notwendigen finanziellen Mittel in Bezug zu allen Investitionen im Bereich Betrieb von Anlagen (ohne Netz) zu setzen.

Kundennutzen	<p>Fall 1: Wenn „flexibel“ integrierte FEE an Kunden geliefert werden: Kunde erhält den Strommix der Zukunft per innovativem Integrationsverfahren. Weiß er das auch zu schätzen?</p> <p>Fall 2: Wenn sich Anbieter ohne direkten Bezug zur Ökostromlieferung zu Flexibilität engagiert (in welcher Rolle auch immer), bekennt sich der Kunde zu einem Anbieter, der ein zukünftiges Energiesystem heute schon vorbereitet bzw. realisiert.</p>
Kommunizierbarkeit	<p>Im Fall 1: Sehr gut; Kunden sieht die FEE in seinem Mix und man kann ihm diese Information gut erläutern.</p> <p>Im Fall 2: Schwieriger, weil das Engagement des Anbieters entkoppelt von der Lieferung des Kunden ist. Allerdings ist gut vermittelbar, dass Anbieter mit den Geld des Kunden etwas sinnvolles macht.</p>
Nutzen für das Energiesystem	<p>Sehr hoch, da Aufnahme möglichst vieler FEE und Beibehaltung der Versorgungssicherheit wichtig für den Umbau des Systems sind. Zudem wird Abregelung vermieden und weniger Ausgleichsenergie benötigt.</p> <p>Anlagen werden technisch „fit“ gemacht für das Energiesystem von morgen.</p>
Nutzen für die Energiepolitik	<p>Blockierer der E-wende verlieren Argument, dass FEE das System unsicher und unkontrollierbar machen würden.</p> <p>Eine gut funktionierende Integration von FEE ist die Grundlage, um die Forderung nach schnellerer Zielerreichung für noch höhere Anteile EE zu begründen.</p>
Carbon Footprint	<p>Überwiegend positiv: Insgesamt soll durch Erzeugungsmanagement im weitesten Sinne der FEE-Anteil erhöht werden. Denkbar aber auch negative Bilanz, wenn Erz.mgt. z.B. Biogas durch Erdgas ersetzen würde.</p>

Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	<p>Sensibel bzgl. Änderungen im EEG, die die Integration weiter und vor allem einmal sinnvoll fördert. Dann würde das Engagement der Anbieter evtl. vom Mainstream eingeholt und verlöre Besonderheit.</p> <p>Eine gesetzliche Förderung kann aber den Anbietern, die bereits jetzt Erfahrung damit haben, einen großen Vorteil verschaffen.</p> <p>Deshalb unsere Einschätzung: Relativ resistentes Kriterium in den kommenden Jahren.</p>
Kostensensitivität	<p>Es entstehen Kosten für Umsetzung der Steuerbarkeit der Anlagen. Je nach Energieträger kann dies mit höheren Investitionen verbunden sein.</p> <p>Vermeidung von Kosten für Ausgleichsenergie möglich.</p>
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	<p>Wenn die Flexibilität durch Anlagensteuerung in Erzeugungsanlagen genutzt werden, die den Strom für die Kunden produzieren, handelt es sich um eine Tarifzertifizierung, ansonsten um eine Anbieterzertifizierung.</p>
Messbarkeit	<p>Nicht einfach bzgl. der Festlegung von Schwellenwerten: xx MW im Erzeugungsmanagement? xx% FEE integriert? Tatsächliche Nutzung der Erzeugungsanlagensteuerung kann anhand von Lastgängen beurteilt werden (bei FEE Abgleich von Lastgang und Prognose).</p>
Praktikabilität bei der Beschaffung	<p>Bei Integration der FEE in Strommix hohe Anforderungen im Portfoliomanagement.</p>
Praktikabilität bei der Zertifizierung	<p>Relativ gut: zur Zertifizierung muss der Einbau bzw. die Nutzung der Erzeugungsanlagensteuerung vom Ökostromanbieter belegt werden (Lastgänge).</p>

Zum besseren Verständnis der derzeitigen Möglichkeiten, Flexibilität umzusetzen bzw. anzubieten, anbei eine Übersicht der aktuellen Möglichkeiten zur Förderung/Steigerung von Flexibilität

- 1. Grünstromvermarktung:** Fördert und fordert vom Anbieter die Integration einer Mindestmenge fluktuierender Leistung über einem definierten Zeitraum. Soll im EEG 2014 komplett wegfallen.
- 2. Marktprämie:** Bei Vermarktung nach Marktprämie soll ebenso die bessere Integration der FEE gefördert werden. Die Steuerung wird aber dem Anlagenbetreiber zugesprochen, der dies an einen Dienstleister delegieren kann. Schon wegen dem Doppelvermarktungsgebot kommt für einen Ökostromanbieter eine Belieferung seiner Endkunden mit direkt vermarktetem Strom nach Marktprämienmodell nicht in Frage.
- 3. Abschaltverordnung:** Regelt Vereinbarungen zwischen Großverbraucher und Netzbetreiber. Folglich keine Handlungsmöglichkeit für Ökostromanbieter.
- 4. Regelenenergiemarkt:** Wichtigstes Element insbesondere zum Prognoseausgleich von FEE. Bedeutung wird deutlich zunehmen. Teilnahme prinzipiell für jeden Akteur möglich, aber Präqualifikation ab 5 MW.
- 5. DSM:** Kann jeder Akteur prinzipiell anbieten, aber nicht wirtschaftlich.
- 6. Virtuelle Kraftwerke/Erzeugungsmanagement:** Steht jedem Händler frei, ein solches zu organisieren und zu betreiben. Derzeit kaum wirtschaftlich.
- 7. Speicher:** Es muss zwischen netzdienlichen und portfoliooptimierenden Speichern unterschieden werden. Letztere sind prinzipiell eine Option für Ökostromanbieter. Speicher müssen für aus dem Netz bezogenen Strom Netzentgelte zahlen, da sie juristisch den Status als Verbraucher haben. Das macht sie derzeit wirtschaftlich ziemlich unattraktiv.



- Flexibilität ist technisch umsetzbar, jedoch sind die jeweiligen Einsatzmöglichkeiten und technischen Voraussetzungen in einem unterschiedlichen Reifegrad. Letztlich ist es aber nur eine Frage des Wollens.
- Wollen wird die E-Wirtschaft Flexibilität nur mit der Aussicht auf wirtschaftliche Attraktivität. Jedoch ist diese nicht gegeben! Flexibilität hat keine Möglichkeit, einen Preis zu bilden, der im Energiesystem in einem Wettbewerb antreten könnte und somit in einem level playing field mit anderen Optionen der Versorgungssicherheit spielen würde.
- Der Gesetzgeber organisiert derzeit Flexibilität in keiner strukturierten Art und Weise. Motto: Der Regenergiemarkt wird es schon richten. Wirkung der Abschaltverordnung bleibt abzuwarten.
- Das Themenfeld Flexibilität ist vor die grundsätzliche Frage gestellt, ob die jeweiligen Leistungen im **Netzbetrieb** oder im **Markt** stattfinden (sollen) und entsprechend überhaupt im Gestaltungsbereich der Ökostromanbieter liegen.
- Damit ist eine Bewertung von Zusätzlichkeiten stark von der weiteren Gestaltung des Marktdesigns abhängig, was wiederum in der kommenden Zeit von erheblichen Unsicherheiten begleitet sein wird, was eine Verlässlichkeit und Planbarkeit für Anbieter stark einschränkt.
- Wir sehen in der Flexibilität grundsätzlich einen sinnvollen ökologischen Zusatznutzen, sehen jedoch die wirtschaftliche Darstellbarkeit zwiespältig.
- Die Zusätzlichkeit bestünde in fast allen Ideen für Flexibilität darin, unzulängliche Wirtschaftlichkeit mittels der Mehrzahlungsbereitschaft der Kunden auszugleichen. Man stünde vor der gleichen Frage wie bei den jetzigen Neubaukriterien, nämlich wie nachzuweisen wäre, dass ohne dieses zusätzliche Geld der Ökostromkunden die DSM-Maßnahme xy nicht doch realisiert worden wäre; oder die Abregelung des Windrad xy nicht verhindert worden wäre.

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzen

- 5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 5.2 Kriterien zur Bewertung neuer
Zusätzlichkeit
- 5.3 Themenfelder für denkbare
Zusätzlichkeiten
- 5.4 Effizienz
 - 5.4.1 Einsparquote
 - 5.4.2 Tarifierreize
 - 5.4.3 Effizienzfonds
 - 5.4.4 Investitionszuschüsse
 - 5.4.5 Weißer Zertifikatehandel
 - 5.4.6 Zwischenfazit Effizienz
- 5.5 Flexibilität
 - 5.5.1 Speicher
 - 5.5.2 Demand Side Management
 - 5.5.3 Umwandlung in Wärme
 - 5.5.4 Zusammenspiel der
Flexibilitätsoptionen
 - 5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität

5.6 Marktaffine Ideen

- 5.6.1 *Grünstromvermarktung plus*
- 5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell
- 5.6.3 Regelenergie aus EE
- 5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix
- 5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen
- 5.7 Bewertung
 - 5.7.1 Sensitivität gegenüber
regulatorischen Rahmenbedingungen
 - 5.7.2 Übersicht
 - 5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung

- Neben dem EEG-Fördermechanismus stellt der Markt heute bereits erste zusätzliche Möglichkeiten bereit, EE- und auch FEE-Mengen zu integrieren.
- Im Grunde genommen ist der Ökostromhandel und –vertrieb im Händlermodell ja bereits schon ein klassisches marktwirtschaftliches Instrument.
- Marktintegration deutscher EEG-Mengen erfolgt bislang nur im Rahmen der Direktvermarktung nach EEG (Marktprämienmodell, *Grünstromvermarktung*, sonstige Direktvermarktung).
- Neben der bisherigen Bilanzierung von Monats- oder Jahresmengen (bei Ökostromerzeugung und Ökostromverkauf) können über marktkonforme Bewirtschaftung von entsprechenden EE-Bilanzkreisen auch die zeitliche Übereinstimmung von Produktion und Verbrauch möglich werden.
- Ab 2015 (2020) fallen erste EEG-Mengen aus der Förderung heraus, bis 2031 sind dies bereits 55 GW EE-Anlagen. Diese Anlagen müssen entweder repowert, rückgebaut oder am freien Markt vermarktet werden.

Marktaffine Ideen II.

Ziele von Marktaffinen Ideen sind:

- Marktintegration von großen EE- und FEE-Mengen.
- Systemintegration durch die Bereitstellung von Regelenergie aus EE und FEE.
- Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten.
- Das Gesamtsystem effizienter zu gestalten.
- EE-Anlagen sollen auch nach Ablauf der EEG-Vergütung im Markt erhalten bleiben um mit deren niedrigen Gestehungskosten die Kosten für Kunden zu senken.

Lösungen/Optionen für Zusatzlichkeiten:

1. „Grünstromvermarktung plus“
2. Regelenergie aus EE anbieten
3. Ex-EEG-Anlagen im Produktmix integrieren

WEITERFÜHRENDE ZIELE KÖNNEN SEIN:

- Zweites Standbein neben bisheriger EEG-Mechanik: Unabhängigkeit von Änderungen der politischen Rahmenbedingungen.
- Ermittlung und Weitergabe von entsprechenden zeitvariablen Preissignalen (an Erzeuger, Speicherbetreiber, Verbraucher) zur Steuerung des EE-Gesamtsystems.

- Die Deckung von Energie-Angebot und -Nachfrage im Bilanzkreis eines Ökostromanbieters fördert grundsätzlich die bedarfsgerechte EE-Erzeugung bzw. den erzeugungsgerechten Verbrauch.
- Das sogenannte *Grünstromprivileg* (GSP) ist im aktuellen EEG - wenn auch durch die Novelle stark eingeschränkt– die einzige privilegierte Möglichkeit, Grünstrom aus deutschen EEG-Anlagen an Endkunden zu liefern. Es soll 2014 gestrichen werden.
- Die Privilegierung besteht darin, dass sich die EEG-Umlage derzeit kundenseitig um 2 ct/kWh verringert.
- Hierbei müssen sowohl in 8 von 12 Monaten als auch im Kalenderjahr 50% der Strommenge aus EEG-Anlagen und gleichzeitig 20% der Strommenge aus fluktuierenden EEG-Anlagen stammen (15-Minutenscharf).
- Die restlichen maximal 50% dürfen aktuell Graustrom und sollen in diesem Modell ebenfalls durch Ökostrom (z.B. HKN) ersetzt werden.
- Inzwischen haben die Ökostromanbieter Naturstrom AG, Greenpeace Energy eG und EWS ein Ökostrom-Markt-Modell entwickelt, welches das bisherige *Grünstromvermarktung* und die gleitende Marktprämie versucht zu verbinden.

Bei der *Grünstromvermarktung plus* integrierte der Anbieter eine oder je nach Technologie unterschiedliche Mengen fluktuierender Erneuerbaren in den Bilanzkreis des Ökostromtarifs. Hierfür nutzt er die sonstige Direktvermarktung der EEG-Mengen.

Erläuterungen:

Bei beiden Möglichkeiten wird 100 % Strom aus EE an die Letztverbraucher geliefert. Es werden außerdem FEE-Strommengen „aus dem EEG heraus gekauft“, die durch den Ökostromvertrieb prognostiziert und bilanziert werden müssen.

Zusätzlichkeit:

- Portfolioverbesserung durch Aufnahme von FEE
- Prognoseverbesserung
- Bilanzielle Integration von FEE auf der Handelsebene und Integration im Kundenportfolio

Kosten:

- Für Prognose
- Portfolioabgleich, bzw. Mehrkosten bei der Beschaffung für FEE

Eine ungeförderte kaufmännische und bilanzkreistechnische Integration von FEE in das Portfolio eines Ökostromanbieters stellt sozusagen das Muster einer zukünftigen „Normalität“ dar.

Jedoch heißt dies unter den derzeitigen Bedingungen, dass die Ökostromkunden die EEG-Umlage entlasten und sie gleichzeitig in voller Höhe bezahlen.

Das Handelsrisiko für Anbieter schwankt: Sinken die Großhandelspreise, steigt das Delta zu den eingekauften FEE. Entsprechend verschlechtert sich die Wettbewerbssituation. Steigen die Großhandelspreise, fällt es leichter, teure FEE kaufmännisch zu integrieren. Dies vorausschauend über mehrere Frontjahre zu gestalten, ist nicht einfach.

Grünstromvermarktung plus III.



Beispielrechnung:

Bei einem durchschnittlichen Portfoliopreis von 50 Euro /MWh und einem Preis für FEE (Wind) von 100 Euro /MWh, (Wertigkeit der FEE, ca. 30 Euro / MWh) kann welcher Mehrzahlungserlös wie viel % Windkraft in einem Portfolio fördern:

0,1 ct/kWh	1,43%
0,25 ct/kWh	3,57%
0,5 ct/kWh	7,15%

Kundennutzen	Der Kunde kann endlich auch EE-Strom aus nationalen Anlagen oder sogar Anlagen vor seiner Haustüre beziehen. Ökostrombezug wird dadurch immer transparenter, sichtbarer und „anfassbarer“.
Kommunizierbarkeit	Gut kommunizierbar, da unterstellt werden kann, dass die Kunden hohe Anteile an FEE im Strommix und diese zudem aus Deutschland sehr schätzen werden.
Nutzen für das Energiesystem	Das zukünftige Energiesystem wird mit dem <i>Grünstromvermarktung plus</i> heute schon vorbereitet. Das Zusammenbringen von EE- bzw. FEE-Angebot und Kundennachfrage wird dadurch im besonderen Maße angereizt und eingeübt.
Nutzen für die Energiepolitik	Frühzeitige Maßnahmen der Ökostromanbieter können diese Entwicklung voranbringen und positiv beeinflussen. Vorreiterrolle könnte auch durch zukünftige Bilanzierungsverpflichtungen gestärkt werden.
Carbon Footprint	Neutral.

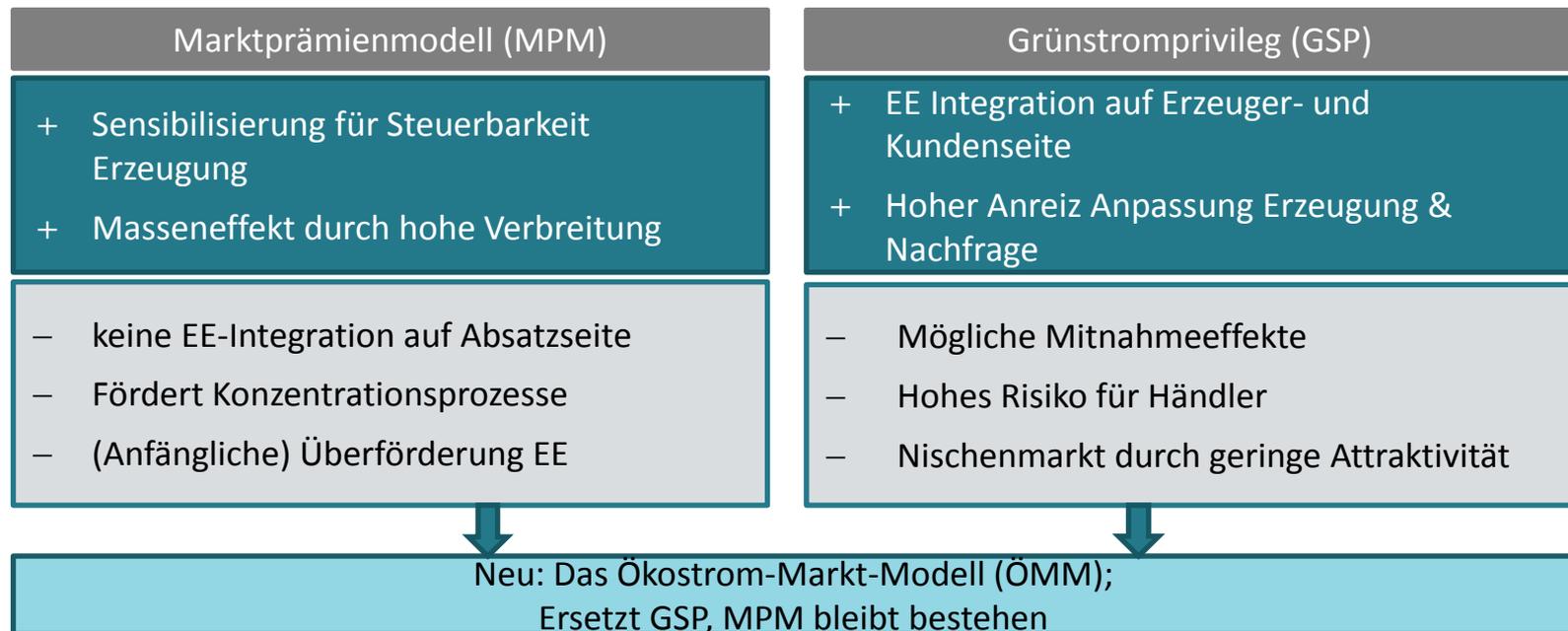


Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	Die <i>Grünstromvermarktung</i> ist relativ unabhängig vom EEG.
Kostensensitivität	Zu den Kosten für FEE müssen die Verbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen.
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	Da die <i>Grünstromvermarktung plus</i> direkt vom Ökostromkunden genutzt werden kann, handelt es sich um eine klassische Tarifzertifizierung.
Messbarkeit	Gut gegeben durch Messung der Anteile FEE und des Gesamtmixes.
Praktikabilität bei der Beschaffung	Direkter Stromeinkauf bei EE-Anlagenbetreiber oder Händler.
Praktikabilität bei der Zertifizierung	Gut gegeben. Setzt auf bisherige Zertifizierung auf.

Das Ökostrom-Markt-Modell wurde von den Anbietern Naturstrom AG, Greenpeace Energy eG und EWS Schönau entwickelt.

Es kombiniert den Grundgedanken der *Grünstromvermarktung* mit dem Marktprämienmodell. Es ist von entsprechenden Voraussetzungen durch den Gesetzgeber abhängig. Vor allem sieht der Vorschlag vor, dass Doppelvermarktungsverbot gegen eine entsprechende Zahlung für den Erhalt der Grünstromeigenschaft des EEG-Stroms aufzuheben.

Wir zitieren im Folgenden zwei Grafiken, die das Model grob beschreiben.



Aus: Präsentation von Naturstrom, Greenpeace Energy, EWS Schönau zum ÖMM, September 2013

Empfehlungen zur Weiterentwicklung:

Das Ökostrom-Markt-Modell ist einfach umzusetzen – basierend auf bestehenden Direktvermarktungsmodellen

1

- Wie immer: Kunde zahlt EEG-Umlage an den beliefernden Stromhändler. Stromhändler führt diese EEG-Umlage an Übertragungsnetzbetreiber ab.

2

- Marktprämienmodell: Der Verteilnetzbetreiber zahlt die variable Marktprämie plus Managementprämie an den Erzeuger

3

- Marktprämienmodell: Der Händler zahlt einen individuell verhandelten Preis an den Erzeuger (z.B. Marktwert des Stromes – Gebühr des Händlers)

4

- ÖMM: Händler möchte Umwelteigenschaft des MP Stromes -> Dafür erforderlich: Bezug von mindestens 50% EEG Strom und mindestens 20% aus fluktuierenden Quellen

5

- Plus Zusatzzahlung 1: Für den Erwerb der Ökostromqualität muss der der Händler 0,25 Ct/kWh an das EEG-System zahlen

6

- Plus Zusatzzahlung 2: Zusätzlich Integrationsanreiz - Abgabe von 2 Ct/kWh für EEG-Überschussmengen, die über Kunden-Verbrauchskurve liegen

- Systemdienstleistung (Frequenzhaltung: 49,8 – 50,2 Hz) ist für die vier deutschen Regelzonen und auch das elektrische Gesamtsystem (westeuropäisches Verbundnetz) zum störungsfreien Betrieb zwingend notwendig (ansonsten Gefahr von Black Outs).
- Bilanzkreisabweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Erzeugung (besonders bei fluktuierenden EE-Anlagen und Kraftwerksausfällen) und zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch (unvorhergesehene Verbrauchsspitzen bzw. -senken) können zu entsprechendem Regelenergieabruf führen (aktuell stellen i.d.R. konventionelle Erzeugungsanlagen die hierfür notwendige Regelenergie bereit).
- Bisher im EE-Bereich lediglich Wasserkraft-, Biomasse- sowie Biogasanlagen am Regelenergiemarkt zugelassen.
- Bestrebungen seitens der EE-Branche bestehen auch für fluktuierende Erzeugungsanlagen (Windkraft und PV). Aktuell werden diese Bestrebungen (Anlagen-Präqualifikation) jedoch von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zurückgewiesen und abgelehnt.
- Sollten EE-Anlagen zukünftig Regelenergie bzw. Systemdienstleistungen bereitstellen, um konventionelle Erzeugungsanlagen zu substituieren. In einem 100%-Szenario müssen zwangsläufig EE die Regelenergie bereitstellen können.



Kundennutzen	Wenn sich ein Anbieter bei Regelenergie engagiert (in welcher Rolle auch immer), bekennt sich der Kunde zu einem Anbieter, der ein zukünftiges Energiesystem heute schon vorbereitet bzw. realisiert. Ansonsten kein direkter Kundennutzen erkennbar.
Kommunizierbarkeit	„Regelenergie aus EE- bzw. FEE-Anlagen wird zur Umsetzung der Energiewende benötigt“. Der Anbieter ist hierfür Vorreiter. → gut kommunizierbar bzgl. Anbieterimage; etwas schwieriger in Bezug auf konkrete Mehrzahlungsbeurteilung im Ökostromtarif.
Nutzen für das Energiesystem	Durch den weiteren Ausbau von FEE und die damit einhergehenden Prognoseabweichungen bei Wind und PV hilft die Bereitstellung von EE-Regelenergie das System stabil zu halten. Zukünftiges Energiesystem wird heute schon vorbereitet (höhere Systemsicherheit).
Nutzen für die Energiepolitik	Politisch ist die Abweisung der FEE am Regelenergiemarkt nicht zu akzeptieren. Frühzeitige Maßnahmen der Ökostromanbieter können diese Entwicklung voranbringen und positiv beeinflussen.
Carbon Footprint	Insgesamt können EE-Regelenergie-Maßnahmen zu einer CO ₂ -Reduktion führen, da der nutzbare EE-Anteil in Summe steigt.



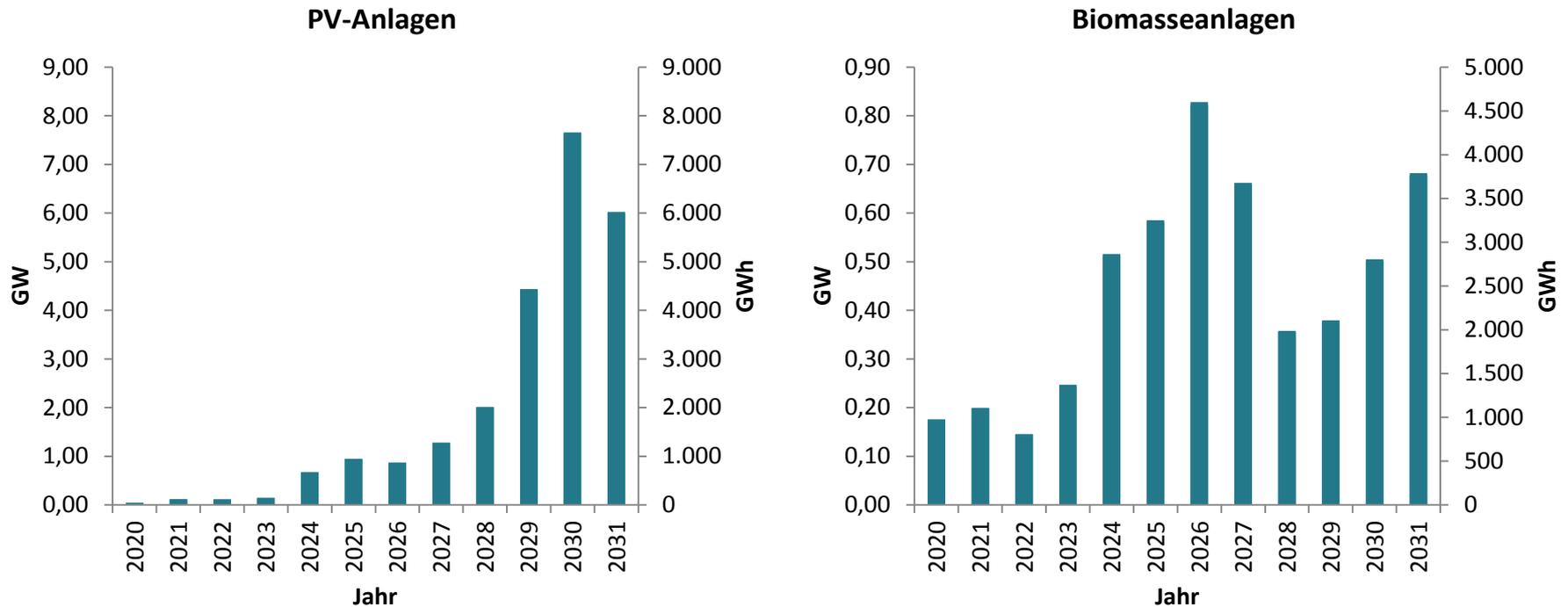
Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	EE-Regelenergie wird höchstwahrscheinlich in Kürze in den Markt drängen → genaue Umsetzung jedoch noch unklar (ÜNB sperren sich momentan noch bei FEE).
Kostensensitivität	Mit EE-Regelenergie können zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden.
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	Anbieterzertifizierung.
Messbarkeit	Mögliche messbare Größen: MW präqualifizierter Anlagen.
Praktikabilität bei der Beschaffung	Keine Relevanz für Strombeschaffung.
Praktikabilität bei der Zertifizierung	Zur Zertifizierung muss die Präqualifikation der in den Regelenergiemarkt eingebundener Anlagen belegt werden.

- Vermarktung von Strom aus ungeförderten Altanlagen
- Vergütungspflicht entfällt nach 20 Jahren, oder ist nur auf einen Anteil an der Jahresarbeit begrenzt (z.B. PV).
- Ökostromvertrieb übernimmt die Vermarktung für die Anlagenbetreiber
- Strom kann vom Ökostromvertrieb entweder an die eigenen Kunden geliefert oder über die Börse/OTC verkauft werden.
- Grenzkosten in der Regel niedrig (Wind, PV), bei Anlagen mit Rohstoffinput (Biogas und Biomasse) in der Regel höher
- Förderung von Instandhaltungs- und Modernisierungsmaßnahmen bei „bedürftigen Anlagen“ über Zusatzeinnahmen durch Ökostromvertrieb denkbar (gleiche Kritik wie beim derzeitigen Fondsmodell möglich).

ZUSÄTZLICHKEIT

- Sicherstellung der wirtschaftlichen Weiternutzung von ältere EE-Anlagen.
- Erträge aus EEG-Umlage-finanzierten Investitionen fließen dadurch an Ökostromkunden oder die Allgemeinheit zurück.
- Vermarktung der Anlagen am freien Markt erfordert bessere Prognosegüte und führt zu einer Verringerung von Ausgleichsenergie.
- Verringerung der EEG-Umlage sofern keine Repowering am Standort erfolgt.

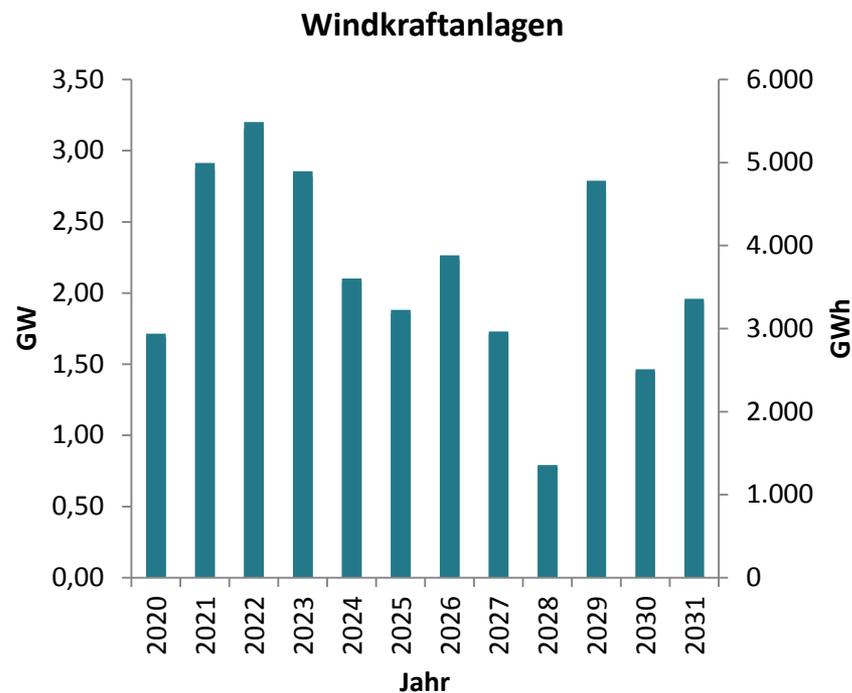
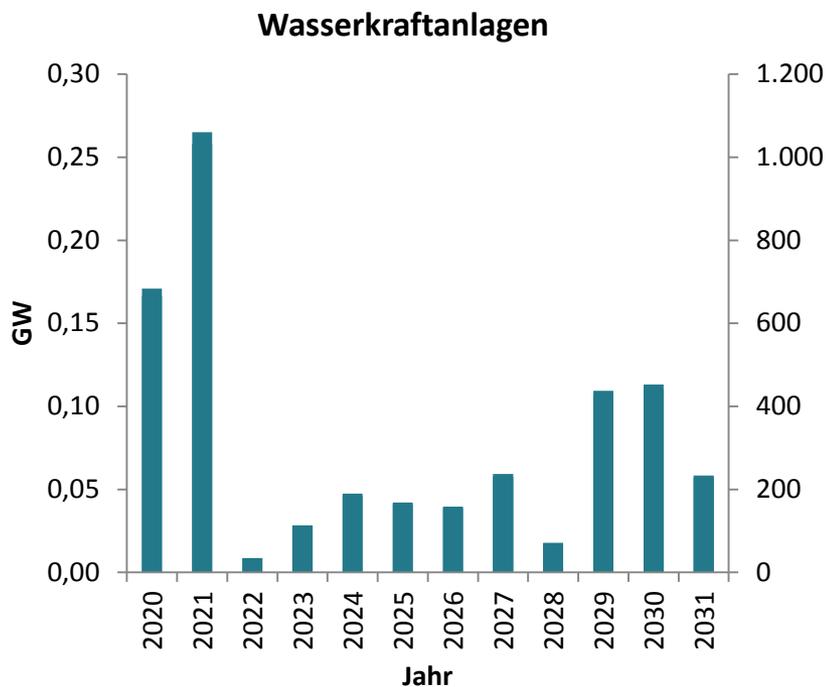
Die Grafiken zeigen den jährlichen Umfang an Leistung und Arbeit, die aus der EEG-Vergütung herausfallen.



Quelle: eigene Berechnungen anhand der EEG-Anlagenstammdaten; Verfügbar unter www.eeg-kwk.net



Die Grafiken zeigen den jährlichen Umfang an Leistung und Arbeit, die aus der EEG-Vergütung herausfallen.

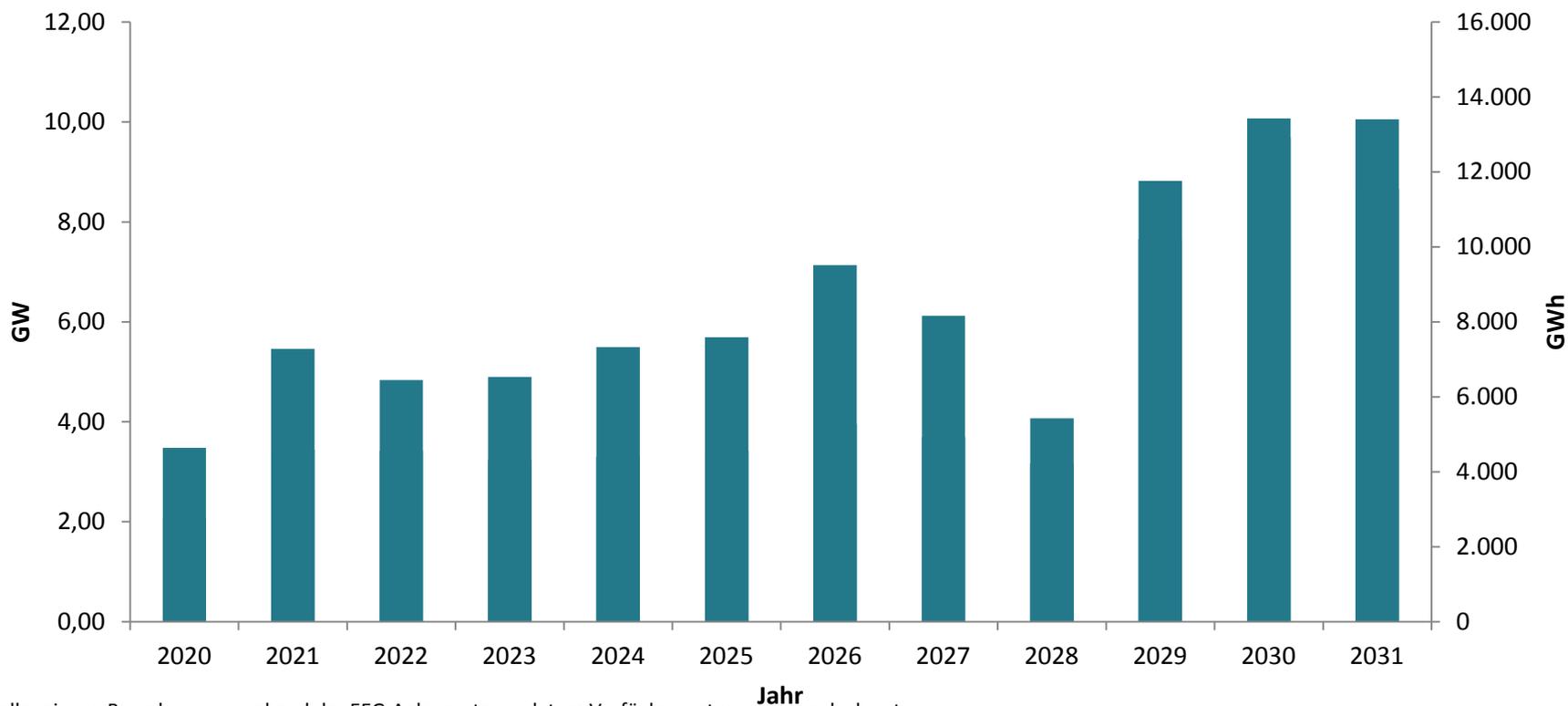


Quelle: eigene Berechnungen anhand der EEG-Anlagenstammdaten; Verfügbar unter www.eeg-kwk.net

Wann stehen wie viel Leistung und Arbeit aus ehemaligen nach dem EEG vergüteten Anlagen zur Verfügung?



EEG-Anlagen gesamt; jährlicher Zuwachs an ausscheidenden GW und GWh



Quelle: eigene Berechnungen anhand der EEG-Anlagenstammdaten; Verfügbar unter www.eeg-kwk.net

Kundennutzen	Der Kunde kann hochwertigen EE-Strom aus abgeschriebenen und somit günstigen Anlagen beziehen. Erträge aus Investitionen, die die Kunden zuvor mit der EEG-Umlage mitfinanziert haben, fließen dadurch an Ökostromkunden zurück.
Kommunizierbarkeit	Gut kommunizierbar, da Anlagen nachweislich nur einen schweren Zugang zum Markt haben werden und deshalb nicht abgeschaltet werden sollten.
Nutzen für das Energiesystem	Die Ex-EEG-Anlagen bleiben dem Energiesystem erhalten. Sehr geringer Aufwand für das System, da Anlagenstandorte sich nicht ändern und Netzanschlüsse, Verteilungs- und Transportleitungen weitergenutzt werden können.
Nutzen für die Energiepolitik	Positiv. Denn die Idee, dass EEG-Anlagen nach Ablauf der garantierten Vergütung durch ihre niedrigen Gestehungskosten einen deutlich gesamtkostendämpfenden Effekt haben werden, ist zunehmend auch in der Politik verstanden.
Carbon Footprint	Neutral. Positiv, wenn unterstellt wird, dass bei einem Rückbau der Anlagen, neue Anlagen errichtet werden müssten, deren Herstellung nicht CO ₂ -neutral ist. Falls durch Weiterbetrieb Repowering mit höherer Leistung verhindert würde, wird der Carbon Footprint indirekt negativ.

Resistenz gegen Änderungen der Rahmenbedingungen	Weitgehend unabhängig von Änderungen der Rahmenbedingungen. Ausnahme: Einspeisevorrang würde gekippt.
Kostensensitivität	Die abbeschriebenen Ex-EEG-Anlagen würden sich im Markt befinden. Die Grenzkosten würden lediglich den Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betriebsführung entsprechen. Wahrscheinlich benötigen nur noch rohstoffabhängige Erzeugungsanlagen (Biogas- und Biomasse) einen zusätzlichen Vergütungsanreiz.
Zertifizierung des Tarifs oder des Anbieters?	Da Strom aus Ex-EEG-Anlagen direkt vom Ökostromkunden genutzt werden kann, handelt es sich um eine klassische Tarifzertifizierung. Darüber hinaus können auch Direktvermarkter den Strom am Markt platzieren (Anbieterzertifizierung).
Messbarkeit	Gut gegeben, die Nachweis über HKNR einfach zu führen.
Praktikabilität bei der Beschaffung	Direkter Stromeinkauf bei EE-Anlagenbetreiber oder Händler.
Praktikabilität bei der Zertifizierung	Gut gegeben, da Überprüfung über HKNR einfach und schnell möglich.

Zwischenfazit Marktaffine Ideen

- Marktaffine Ansätze können dabei helfen, große FEE-Mengen im System zu integrieren und durch verbesserte Prognosen Ausgleichsenergie zu reduzieren.
- Mit der EEG-Direktvermarktung sind heute bereits erste wettbewerbliche Ansätze innerhalb des EEG möglich. Über den Erfolg wird gestritten.
- Insbesondere das *Grünstromvermarktung* plus ermöglicht eine erste Symbiose zwischen FEE-Erzeugungsmengen und Verbrauch direkt beim Ökostromkunden.
- Der Gesetzgeber unterstützt derzeit die Systemintegration bzw. Präqualifikation von FEE-Anlagen in den Regelenergiemarkt unzureichend. Die Integration von EE- und FEE-Anlagen im Regelenergiemarkt schafft neue Systemstabilität.
- Ex-EEG-Anlagen müssen erhalten bleiben und lassen sich sowohl in Ökostromportfolios als auch im Markt integrieren. Diese Notwendigkeit tritt aber erst in einigen Jahren ein und würde erst dann für eine Ökostrom-Zertifizierung taugen.
- Die Bewertung von ökologischen Zusatznutzen ist von der weiteren Gestaltung des Marktdesigns abhängig.
- Grundsätzlich ermöglicht der Marktzugang den Erneuerbaren mehr Freiheitsgrade und zunehmend Unabhängigkeit zum EEG.

5. Weiterentwicklung des Zusatznutzen

- 5.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 5.2 Kriterien zur Bewertung neuer
Zusätzlichkeit
- 5.3 Themenfelder für denkbare
Zusätzlichkeiten
- 5.4 Effizienz
 - 5.4.1 Einsparquote
 - 5.4.2 Tarifierreize
 - 5.4.3 Effizienzfonds
 - 5.4.4 Investitionszuschüsse
 - 5.4.5 Weißer Zertifikatehandel
 - 5.4.6 Zwischenfazit Effizienz
- 5.5 Flexibilität
 - 5.5.1 Speicher
 - 5.5.2 Demand Side Management
 - 5.5.3 Umwandlung in Wärme
 - 5.5.4 Zusammenspiel der
Flexibilitätsoptionen
 - 5.5.5 Zwischenfazit Flexibilität

5.6 Marktaffine Ideen

- 5.6.1 *Grünstromvermarktung plus*
- 5.6.2 Exkurs: Ökostrom-Markt-Modell
- 5.6.3 Regelenergie aus EE
- 5.6.4 Ex-EEG-Anlagen im Strommix
- 5.6.5 Zwischenfazit Marktaffine Ideen

5.7 Bewertung

- 5.7.1 Sensitivität gegenüber
regulatorischen Rahmenbedingungen
- 5.7.2 Übersicht
- 5.7.3 Diskussion und Zusammenfassung

Aus den zuvor dargestellten Optionen und Ideen für weitere Zusatzlichkeiten, haben wir diejenigen identifiziert, die sich nach heutigen Bedingungen umsetzen lassen, bzw. als anwendbare Kriterien formulieren lassen. Darunter fallen die Ideen aus dem Themenfeld Flexibilität: Speicher, Demand-Side-Management, Power-to-Heat und Maßnahmenmix Flexibilität.

Weiterhin fällt die Idee einer *Grünstromvermarktung plus* darunter. Diese Auswahl haben wir nochmals einer Einschätzung nach ausgewählten Bewertungskriterien unterzogen.

Die entsprechenden Einschätzungen gibt nachfolgende Übersicht wieder, die sich auf die wesentlichen Bewertungskriterien konzentriert:

- Energiewirtschaftliche Notwendigkeit
- Zusatzlichkeit
- Bezug zum Ökostromprodukt
- Wirtschaftlichkeit
- Machbarkeit/rechtliche Hürden

Sensitivität gegenüber regulatorischen Rahmenbedingungen I.



Die *Grünstromvermarktung plus* ist hier als eine von rechtlichen Rahmenbedingungen relativ unabhängiges Konzept formuliert. Dagegen ist Flexibilität aller Art sowohl hinsichtlich seiner Notwendigkeit als auch seiner Umsetzung erheblich von rechtlichen Rahmenbedingungen abhängig. Dies schafft für die Begründung der Sinnhaftigkeit von neuen Zusätzlichkeiten im Bereich Flexibilität eine nicht unerhebliche Unsicherheit.

Die wichtigsten Rahmenbedingungen, für die zur Begründung von Zusätzlichkeit Annahmen getroffen werden müssen, sind:

- **Einspeisevorrang:** Die hier aufgezeigten Herleitungen von Zusätzlichkeit fußen auf der Annahme einer Beibehaltung des Einspeisevorrangs für EE. Sollte dieser aufgeweicht oder gar ganz abgeschafft werden, ergeben sich ganz andere Berechnungen hinsichtlich der Notwendigkeit von Flexibilitäten.
- **Kappung von peak load:** Die prinzipielle Pflicht zur vollständigen Aufnahme der Höchstlast aus Wind und PV zwingt zu einer Auslegung des Gesamtsystems an einem technischen Zustand, der nur wenige Stunden im Jahr auftreten wird.

- **Regelenergiemarkt:** Wäre der Regelenergiemarkt systematisch und konsequent für EE geöffnet, würden sich andere Möglichkeiten zur Systemintegration der EE ergeben, indem sie sowohl als Anbieter positiver wie negativer Regelleistung auftreten könnten.
- **Marktdesign:** Die zukünftige Ausgestaltung des Marktdesigns bzw. die Frage, wie EE in einem Markt ihre Investition zurück verdienen können, ist von zentraler Bedeutung für die Definition von Zusätzlichkeiten. Wie lange noch werden EE auf einem Energy-Only-Markt gehandelt? Es stellt sich generell die Frage, ob EE mit ihren je Erzeugungsart sehr unterschiedlichen Gestehungskosten, die dazu noch meistens reine Kapitalkosten darstellen, je in einem Markt gehandelt werden sollen.

Sensitivität gegenüber regulatorischen Rahmenbedingungen II.

- **Wälzungsmechanismus des EEG:** Würde dieser geändert werden, z.B. in einem Sinne, wonach die EEG-Mengen nicht zwangsweise vom ÜNB am Spotmarkt verkauft werden, hätte dies u.U. erhebliche Auswirkungen auf den Strompreis an den Börsen mit eventuell weitreichender Konsequenz der Wettbewerbsfähigkeit für Flexibilitätsmaßnahmen. Angenommen, die EE-Mengen verschieben die Merit-Order nicht mehr (oder nicht mehr so stark), würden DSM-Maßnahmen mit anderen (vermutlich) Preisen konkurrieren und dadurch eher eine Rentabilität erreichen.
- **Doppelvermarktungsverbot für EEG-Strom:** Die Aufhebung des Doppelvermarktungsverbotes für EEG-vergüteten Strom könnte zu neuen Produktdesigns für Ökostromanbieter führen. Z.B. wäre denkbar, dass die Umwelteigenschaft des EEG-Stromes gehandelt wird und die Einnahmen auf das EEG-Konto eingezahlt werden.
- **Status von Speichern:** Die rechtliche Stellung von Speichern oder Power-to-Heat-Anlagen könnte in naher Zukunft erhebliche Änderungen erfahren und damit die wirtschaftliche Ausgangsbasis von Speichern stark verändern. Hierbei ist insbesondere auf die derzeitige Behandlung des Speichers als verbrauchende Abnahmestelle hinzuweisen, die alle Gebühren und Entgelte einer solchen zur Folge hat, auch wenn der Strom später wieder für einen weiteren Verbrauch eingespeist wird (abzüglich Speicherverlust). Auch die immer wieder diskutierte (und in den MS der EU durchaus unterschiedlich gehandhabte) Frage, ob Speicher nicht grundsätzlich Anlagen des Netzbetriebes darstellen und gar nicht als eigenständige Marktakteure auftreten, kann deren Entwicklung stark beeinflussen, da mit einer Umlage der Kosten auf die Netzentgelte das Investitionsrisiko stark gemindert wäre.

Sensitivität gegenüber regulatorischen Rahmenbedingungen I.

- **Roll out von Smart Meter:** Ein möglicher, gesetzlich verstärkt durchgesetzter Rollout von Smart Meter sowohl für Privat- als auch für Gewerbekunden schafft technische Voraussetzungen, unter denen sich eine Tarifdiversifizierung, aber vor allem Produkte für DSM etc. anders kalkulieren und umsetzen lassen als bisher.
- Änderungen der **Direktvermarktung im EEG:** Das *Grünstromvermarktung* soll 2014 abgeschafft werden. Hingegen liegt der Vorschlag eines Ökostrom-Markt-Modells vor, der das *Grünstromvermarktung* mit dem Markprämien-Modell verbinden soll.

Generell kann eine **Aufweichung des EEG** zu einer abnehmenden Wirkung beim Ausbau und damit zu einem Wiederbeleben der Neubauförderung durch den freiwilligen Ökostrommarkt nicht ausgeschlossen werden.

Änderung bzw. Aufgabe der verpflichtenden Anwendung von **Standardlastprofilen**. Dies wäre eine Voraussetzung für den ökologischen Erfolg aller Flexibilitäten, die den Kunden einbinden.

Zusammengefasst muss auf die Option hingewiesen werden, dass sich für das zukünftige Energiesystem eine Wettbewerbskonstellation mit zum Teil neuen, aber vor allem parallel organisierten Märkten ergeben, z.B. Märkte für Arbeit, Kapazität (inkl. Flexibilität), Regelernergie, Emissionszertifikate, HKN etc. Diese Diskussion zu umreißen, sprengt die hier vorliegende Arbeit. Ihre Notwendigkeit wird aber auch die Entwicklung der möglichen Zusatzlichkeiten beeinflussen.

Maßnahme	Energiewirtschaftliche Notwendigkeit	Zusätzlichkeit	Bezug zum Ökostromprodukt	Wirtschaftlichkeit	Machbarkeit? rechtliche Hürden?
Speicher	<p>Wird von den meisten Autoren erst ab einem Anteil EE von 40-50% gesehen.</p> <p>Bei 80% wenig Speicher notwendig, bei 100% hingegen deutlich mehr Speicher, um lange Flauten zu überbrücken. Langzeitspeicher nicht verfügbar -> hoher Forschungs- und Lernbedarf.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Batterien für Eigenverbrauch: kein Systemnutzen erkennbar • Batterien für Frequenzhaltung -> über Regelenergiemarkt organisiert • Pumpspeicher -> etabliert • Druckluft -> techn. machbar, aber unwirtsch. • Langzeitspeicher -> nicht verfügbar; P2G 	<p>Direkter Bezug zu Ökostromprodukt kaum realistisch. Ein Aufpreis könnte Speicher fördern.</p>	<p>Derzeit nur Pumpspeicher und kleinere Batterien wirtschaftlich darstellbar. Ansonsten fehlt Speichern das Geschäftsmodell. Benachteiligung durch Behandlung als Verbraucher, was zu erheblicher Abgabenlast für gespeicherten Strom führt.</p> <p>Grundsätzlich starke Abh. vom Spotmarkt.</p>	<p>Offen, ob Speicher zukünftig im Markt agieren oder dem Netzbetrieb zuzurechnen sind.</p> <p>Neben dem Erzeuger und dem Verbraucher fehlt dem Speicher seine Rollendefinition in der regulatorischen Systematik. Zu klären: Wie kann Herkunft des gespeicherten Stroms nachgewiesen werden?</p>
DSM	<p>Im industriellen Bereich sind schnell hohe Lastverschiebungen möglich. Im privaten Bereich ist Notwendigkeit umstritten. Die Energiewende würde nicht scheitern, wenn Privatkunden vernachlässigt würden. Gleichwohl erhebliche Potenziale erschließbar. Nachteil: Dauer der DSM-Maßnahmen meist nur wenige Stunden (<4 Std).</p>	<p>Kurzfristige Anpassung von Verbrauch an Dargebot. Wichtig für Management von FEE.</p>	<p>Kaum gegeben. Denkbar wäre, DSM speziell der Kundengruppe der Ökostromkunden anzubieten.</p>	<p>Für industriellen Einsatz durchaus gegeben.</p> <p>Für private Anwendung weit entfernt von Wirtschaftlichkeit.</p>	<p>Für RLM machbar, für SLP-Kunden derzeit nicht sinnvoll umsetzbar.</p>

Maßnahme	Energiewirtschaftliche Notwendigkeit	Zusätzlichkeit	Bezug zum Ökostromprodukt	Wirtschaftlichkeit	Machbarkeit? rechtl. Hürden?
Umwandlung in Wärme	Generell ist die Nutzung von Strom-EE im Wärmebereich besonders dann sinnvoll, wenn es gilt Überschüsse zu nutzen. Dies wird erst in einigen Jahren in größerem Umfang notwendig werden.	Nutzung maximaler EE-Mengen. CO ₂ -Reduktion im Wärmebereich.	Nicht möglich.	Noch keine Erfahrungswerte. Erste Anlagen laufen. Abhängigkeit von sehr niedrigen Börsenpreisen (<10 Euro/MWh). Folglich starke Abh. von Spotmarkt.	Machbar; Belastung des verheizten Stromes durch Umlagen und Abgaben noch unklar. Zuweisung von überschüssigem Strom unklar.
Zusammen- spiel der Flexi- Maßnahmen	Wird notwendig, sobald eine der Flexi-Maßnahme umgesetzt werden soll; muss mit dem bisherigen System synchronisiert werden. Mittel- bis langfristig zwingend notwendig, wenn FEE system-dominierend werden.	Besteht in dem Management der versch. Maßnahmen; schwer zu quantifizieren.	Nur direkt, wenn z.B. aus einem virtuellen Kraftwerk in den BK geliefert wird, aus dem die Ökostromkunden versorgt werden, oder Erzeugungsmanagement im BK der Ökostromkd. erfolgt.	Derzeit nur für die Kombination von Wind und KWK annähernd gegeben. Wirtschaftliche Prognose schwer.	Teilweise machbar (Voraus. ist Direktvermarktung). Ganz entscheidend: Es bedarf einer Regelung, wie überschüssiger EE-Strom definiert und formal dem Flexi-Betreiber geliefert werden kann.
Grünstrom- vermarktung plus	Gegeben: Die FEE müssen irgendwann in die Bilanzkreise der Vertriebe.	FEE werden aktiv in die Stromlieferung integriert.	Wäre von allen Maßnahmen am deutlichsten gegeben, indem der Kunde tatsächlich FEE in seinem Mix vorfindet.	Je höher der Marktpreis, desto größere Mengen können integriert werden.	Machbar.

In einem zukünftigen Energiesystem, in dem der Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere der FEE, stetig zunimmt, ist es notwendig, die Zeiten positiver und negativer Residuallast durch Flexibilitätsoptionen auszugleichen bzw. zu überbrücken, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Flexibilitäten sind für die Aufnahmen von FEE und der Sicherstellung von Versorgungssicherheit notwendig. Die Dringlichkeit und der Zeitpunkt ihres Einsatzes ist von mehreren Faktoren abhängig:

- Welchen Anteil sollen EE am Ende der Energiewende haben? 80 oder 100% machen hier einen großen Unterschied aus.
- Wie schnell soll aus fossilen Energien ausgestiegen werden?
- Ob innerhalb der Gruppe der fossilen Kraftwerke z.B. Braunkohle durch Gaskraftwerke ersetzt werden.

Je schneller Flexibilitätsoptionen eine technische und marktliche Reife erreichen, desto eher können die EE-Ausbauziele bzgl. Tempo und Umfang erhöht werden.

Die möglichen Flexibilitätsoptionen auf Erzeugerseite (Erzeugungsmanagement), auf Verbraucherseite (DSM) oder zwischen diesen beiden Seiten (Speicherung) bedürfen einer koordinierenden Kommunikation (Spielregeln) bzgl. ihres technischen und marktlichen Mit- oder Gegeneinanders. Deshalb sind sowohl Prognosetools als auch alle Maßnahmen zur Steuerung der Flexibilitäten wichtige Elemente.

Insbesondere ist hervorzuheben, dass alle Modelle, die auf der Idee der Verwendung überschüssigen Stroms basieren, eine noch zu entwerfende regulatorische Schnittstellen benötigen, wie der Strom als „überschüssig“ festgestellt wird, und sodann vom Netzbetreiber (verpflichtet zur Aufnahme von EEG-Strom) zur „freien Verwendung“ abgegeben würde.

Der Nachweis von Zusätzlichkeit der Flexibilitätsmaßnahmen erfolgt in der Regel über eine technische Herleitung des Zusatznutzens. In der Praxis werden Flexibilitätsoptionen jedoch anhand wirtschaftlicher Kriterien betrieben, unabhängig von den physikalischen Gegebenheiten. Somit werden in Zukunft Flexibilitäten eher dem Preis als der Physik folgen. Folglich müsste ein an ökologischen Kriterien ausgerichteter Einsatz von Flexibilitäten sich an Signalen orientieren, die diesen ökologischen Nutzen ausdrücken. Im Strommarkt geben Preissignale diesen Einsatz zum Handeln. Es stellt sich für die vorliegende Diskussion die wichtige Frage, ob und wie ein Marktdesign gefordert werden muss, welches in der Lage ist, die technisch sinnvolle Zusätzlichkeit in Preissignale zu übersetzen, die die Marktakteure zum gewünschten Handeln anregen. Einfachstes Bsp. zu dieser Frage sind Speicher: Ihre Notwendigkeit wird mit der zukünftig notwendigen Überbrückung von Schwachwindphasen begründet sowie mit einer maximalen Aufnahme der EE-Mengen.

Tatsächlich werden Speicher streng nach Preissignalen betrieben. Die zum Aufladen notwendigen niedrigen Preise können sowohl dem hohen Angebot an EE als auch dem Überangebot an Braunkohle zugerechnet werden.

Dieses „argumentative“ Problem wird man nicht lösen können, wenn man am Ende eine Vollversorgung aus EE anstrebt. Deshalb wird es mit stetig höheren Anteilen an EE wichtig, diese auch in die Regelenergiemärkte zu integrieren und Langzeitspeicher zu entwickeln.

Die hier untersuchten Maßnahmen sind deutlich schwieriger einem spezifischen ökologischen Nutzen zuzuordnen als z.B. die Neubauförderung, weil sie die technische Transformation eines Gesamtsystems und nicht eines Subsystems (z.B. Erzeugung) voranbringen sollen. Zudem ist eine Wirkungsabschätzung nur eingeschränkt möglich, weil Flexibilität i.d.R. nicht über eine einzelne Maßnahme, sondern eher im Verbund mit mehreren Maßnahmen umgesetzt wird.

Da Flexibilität nur in einem langfristigen Szenario wirkt bzw. notwendig wird, ist auch ihre Wirkung heute noch schwer abschätzbar. Das wiederum schwächt die Rolle von Grenzwerten wie sie für die Zertifizierung wichtig sind, weil sie die „Grenze“ zur Sinnhaftigkeit definieren sollen.

Angesichts der noch offenen technologischen Entwicklungen und der damit verbundenen nicht vorhersehbaren Lernkurven, ist es aus unserer Sicht

notwendig, in den nächsten Jahren bewusst einen Weg der **Methodenvielfalt** zu gehen. Sodann kann sich im Laufe der Zeit herausstellen, welche technologischen Pfade bzw. Schnittstellen sowohl unter ökonomischen als auch ökologischen Gesichtspunkten für das Gesamtsystem besonders sinnvoll sind.

Label sollten sich bewusst für diese Methodenvielfalt einsetzen, sofern jede Methode bzw. Technologie nachweisbar wirksam Lösungsansätze bietet, Flexibilität mit dem Ziel der Versorgungssicherheit und Aufnahme von FEE zu schaffen oder mindestens zu fördern.

Keine oder nur geringe zusätzliche finanzielle Unterstützung benötigen folgende Maßnahmen für Flexibilität:

- DSM für Industrieanlagen
- Pumpspeicher (neue evtl. kritisch)
- Kleinbatterie-Speicher
- Schlichte Drosselung von FEE-Anlagen bzw. Nicht-Nutzung von FEE-Strom

Die Formulierung eines realen Geschäftsfalles ist sehr stark von der Parametrisierung des regulatorischen Rahmens und des Marktdesigns abhängig. Alle Zusätzlichkeiten werden insofern stark sich ändernden Rahmenbedingungen ausgesetzt sein.

Dies macht derzeit fast jedes Engagement in diesem Bereich zu einem Risiko, welchem sich Ökostromanbieter mit der Mehrzahlungsbereitschaft ihrer Kunden stellen könnten (weil der „Normalinvestor“ dieses Risiko nicht eingehen würde). Dabei wird nicht nur ein finanzielles Risiko getragen, sondern auch ein „ideelles“. Nämlich die Bereitschaft, auch solche Entwicklungen zu fördern, die sich später vielleicht als nicht optimal herausstellen. Systemisch argumentiert: irgendwer muss die Fehler ja machen, aus denen andere lernen können.

Fazit:

Ein Engagement von Ökostromanbietern in den Bereichen der Flexibilität und der Integration fluktuierender Leistung ist wesentlich sinnvoller als die bisherige Förderung des Ausbaus der EE, da diese innovativen Maßnahmen zum einen immer dringlicher werden und zum anderen derzeit besonders auf Freiwilligkeit angewiesen sind, da sie noch kein rentables Geschäftsfeld darstellen bzw. kein verlässliches Förderregime (wie z.B. das EEG) in Anspruch nehmen können.

Die Eigenheiten von Geschäftsfällen aus dem Bereich der **Flexibilität** lassen eine Anbieterzertifizierung sinnvoller erscheinen als eine Produktzertifizierung. Aus folgenden Gründen:

- Die meisten hier vorgestellten Zusätzlichkeiten verwirklichen sich über Investitionen. Diese sind in der Regel recht hoch und noch dazu kaum fremdfinanzierbar. Ihre Finanzierung ist realistischerweise nicht ausschließlich durch Mehrerlöse aus einem Ökostromtarif zu bewältigen, sondern erfordert eine Einbettung in die Unternehmensstrategie des Anbieters.
- Investitionen in Flexibilitätsmaßnahmen sind häufig F&E Projekte oder Pilotprojekte. Für diese werden sich die Anbieter vermutlich Kooperationspartner und öffentliche Zuschüsse suchen. In der Praxis wird hierfür das Unternehmen als solches auftreten müssen und nicht nur der „Ökostromtarif“.

- Viele Flexibilitätsmaßnahmen sind verwoben mit Investitionen aus anderen Unternehmensbereichen. Bsp.: Ein Versorger, der sich heute ein Portfoliomanagementsystem beschafft, kann möglicherweise bereits erste Elemente eines virtuellen Kraftwerkes in einem solchen Software-Paket erhalten.

Für die **Integration von FEE in den Endkundenmix** (*Grünstromvermarktung*) eignet sich die Produktzertifizierung. Hier ist eine Mengensteuerung im gelieferten Strommix die sinnvollsten und anschaulichste Methode.

Mangels Erfahrung ist eine Abschätzung, wie viel Output an Zusätzlichkeit mit wie viel Input (Kapital) erzielt werden kann, nur sehr vage zu beantworten. Es muss davon ausgegangen werden, dass bei einer Mehrzahlungsbereitschaft in durchschnittlicher Höhe von 0,2 ct. bei 6 TWh (Zertifizierungsmenge des ok-power Label 2013) ein Betrag von 12 Mio. Euro pro Jahr investiert würde (in diesem Fall in Flexibilität und die Integration FEE)

Damit stellt sich die Frage: Ist das viel? Im Vergleich wozu? Es wird bei derzeitigen Zertifizierungsmengen davon auszugehen sein, dass sich die Wirkung von hier angenommenen 12 Mio. Euro im Vergleich zu anderen Maßnahmen (inkl. Forschungsmittel) eher gering ausnehmen wird. Insofern kann neuen Zusätzlichkeiten sicherlich eine höhere Sinnhaftigkeit attestiert werden als der bisherigen Neubauregelung, jedoch dürfte der tatsächliche Mengeneffekt eher gering ausfallen. Die Wirkung der Zusätzlichkeiten zu Flexibilität kann nicht mit der Wirkung der Zusätzlichkeit „Neubauförderung“ verglichen wird

Dagegen dürfte die Symbolwirkung bzw. Strahlkraft dieser Zusätzlichkeiten als „Pace-Maker“ für die Energiewende den eigentlichen Zusatznutzen darstellen. Ökostrom-Label können somit ihre Rolle als Gütesiegel für die Auszeichnung von Vorreitern der Energiewende weiterentwickeln

Inhalt

6. Die Kundensicht auf Ökostrom

- 6.1 Erwartungen der Kunden an Ökostrom
- 6.2 Wirkungspsychologischer Erklärungsansatz
- 6.3 Funktionen von Zertifizierung

6. Die Kundensicht auf Ökostrom

- 6.1 **Erwartungen der Kunden an Ökostrom**
- 6.2 Wirkungspsychologischer Erklärungsansatz
- 6.3 Zwischenfazit



Wie wichtig ist die „Reinheit“ des Ökostroms?

Zwei Drittel der Verbraucher erwarten reinen Ökostrom, der zu hundert Prozent aus erneuerbaren Quellen stammt (forsa 2011, S. 18). Sonnen- und Windenergie sowie Wasserkraft sind sehr angesehen, Strom aus Biomasse wird hingegen weniger präferiert (Huether et al. 2012, S. 33 ff.; Kaenzig 2013, S. 318). Ein Tarif, in dem Ökostrom mit konventionellem Strom aus fossiler Energie oder Kernkraft gemischt wird, gilt nicht als ökologisch korrekt und verliert die Gunst der Kunden (Kaenzig et al. 2013, S. 316).

Es wird aus den Untersuchungen jedoch nicht deutlich, inwiefern Erdgas als Energieträger, eingesetzt in KWK-Anlagen, Akzeptanz genießt.

Konsequent lehnt die Hälfte der Kunden generell Stromanbieter ab, die mit Kernenergie in Kontakt stehen, sei es durch eigene Tarife oder die Verbindung zu anderen Unternehmen, die mit Kernenergie handeln (forsa 2011, S. 18).

Erwartungen an Ökostrom aus Kundensicht II.



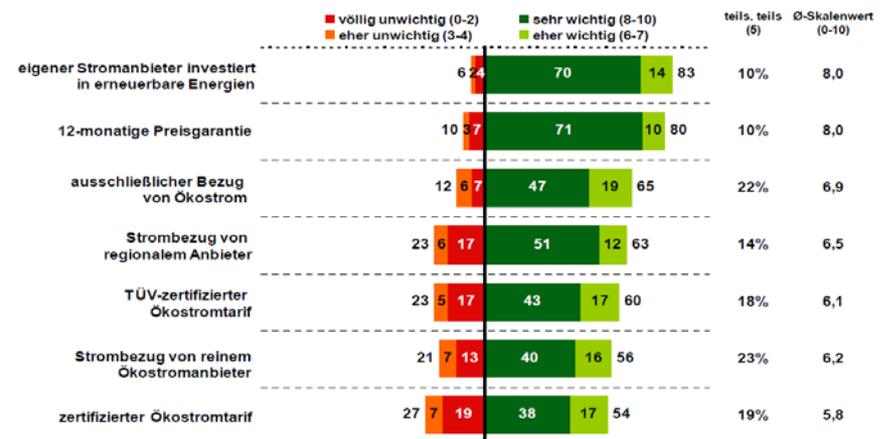
Wie viel Wert legen Kunden auf den Bau weiterer Neuanlagen?

Die Erwartungen an reinen Ökostrom gehen bei den meisten Kunden mit dem Anspruch einher, dass der Anbieter aktiv in Neuanlagen investiert (Mattes 2012, S. 14). Das Fondsmodell, bei dem ein Teil der Tariferlöse in den Neubau von Anlagen fließt, steht aus Kundensicht an der Spitze (forsa 2011, S. 19). Weniger relevant für die Kunden erscheint das Händlermodell, dass die bereits existierenden Neuanlagen fördert. Die plastische Vorstellung von Neubauten im Fondsmodell wirkt vermutlich überzeugender als der eher abstrakte Zusammenhang von Angebot und Nachfrage, der dem Händlermodell zugrunde liegt.

Den Ausbau beurteilen die Kunden anhand ausgewählter Kriterien. Dass mindestens 50 % des Stroms aus Neuanlagen stammt, erwartet etwa ein Drittel der Verbraucher, denen der Neubau grundsätzlich wichtig oder sehr wichtig ist (forsa 2011, S. 21). Nur Anlagen, die nicht älter als drei Jahre sind, gelten überhaupt als Neuanlagen aus Sicht von knapp 40 %

dieser Kunden (ebenda, S. 22). Bis zu sechs Jahre alte Anlagen werden von 34 % akzeptiert. Der Stromanbieter soll überdies einen Nachweis bieten, dass er tatsächlich in Neuanlagen investiert, wünschen sich 61 % (ebenda, S. 23).

46 % halten die doppelte Förderung (EEG + Zuschuss) für legitim, während 37 % diese Variante ablehnen (forsa 2011, S. 25). Die Investition in Anlagen, die nicht vom EEG unterstützt werden, wird in etwa gleichermaßen von 39 % befürwortet und von 41 % verneint (ebenda, S. 26).



Quelle: DIW econ.

Welche Ansprüche haben Kunden an die Zertifizierung?

Kunden möchten die Stromqualität bestätigt sehen: Über ein Label (Gütesiegel) sollen die Erzeugung und Herkunft des Ökostroms transparent gemacht werden, sagen 67 % der Verbraucher (forsa 2011, S. 18; ähnlich Mattes 2012, S. 6). Die drei wichtigsten Kriterien: Das Gütesiegel soll nachweisen, dass

- der Ökostrom nicht aus Atomkraftwerken bezogen wird,
- der Stromanbieter in den Bau neuer Anlagen investiert und
- der Ökostrom zu 100 % aus erneuerbaren Energien stammt (forsa 2011, S. 20).

Eine Rolle spielt die Organisation, die den Ökostrom zertifiziert (forsa 2011, S. 28): Von den allgemein bekannten Einrichtungen, die potenziell in Betracht kommen, vertrauen die Kunden am stärksten der Verbraucherzentrale und der Stiftung Warentest.

Der TÜV, der bereits ein Ökostrom-Gütesiegel vergibt, und die Zeitschrift Ökotest genießen ebenfalls das Vertrauen der Verbraucher.

Von den Gütesiegeln, die heute auf dem Markt angeboten werden, erreicht das TÜV Zertifikat die höchste Bekanntheit: Etwa einem Drittel der Verbraucher ist das TÜV Zertifikat ein Begriff (forsa 2011, S. 11; Mattes 2012, S. 7). Das Grüner-Strom-Label kennen hingegen nur 15 % der Verbraucher, das ok-power-Label kommt auf 13 % (Mattes ebd.). Vor diesem Hintergrund fordern mit fast 90 % praktisch die meisten Verbraucher, dass ein einheitliches Label für Ökostrom entworfen werden sollte (forsa 2011, S. 27).



Konkrete Aussagen zu der Mehrzahlungsbereitschaft der Ökostromkunden sind nur schwer zu treffen, da entsprechende Untersuchungen erhebliche Abweichungen mit der praktischen Erfahrung der Stromvertriebe aufweisen. Vor allem zeigt sich in der Praxis, dass gerade jene Anbieter einen Kundenzuwachs verzeichnen, die einen um durchschnittlich 80 Euro (netto) pro Jahr geringeren Endkundenpreis aufweisen als ihre Wettbewerber (Werner/Häseler 2013), was für die hohe Preissensitivität der Kunden spricht.

Die Mehrzahlungsbereitschaft ist mehrfach untersucht.

So kommt die Universität St. Gallen anhand eines Experimentes zu der Erkenntnis, dass Stromkunden bereit wären, bis zu 16 % mehr für Strom aus erneuerbaren Energien zu zahlen (Kaenzig et. al. 2013).

Das DIWcon kommt zu dem Resultat, dass Stromkunden etwa 8 Cent mehr pro Kilowattstunde für ein Stromprodukt bei einem Anbieter ausgeben würden, der über eigene Investitionen den Ausbau Erneuerbarer Energien unterstützt – ein schönes Beispiel dafür, wie weit entfernt Befragungen von der Realität sind.

Auf einen „bezahlbaren bzw. nicht zu teuren Stromtarif“ achten 26 % der Stromkunden, die in der Erhebung von forsa (2011, S.17) befragt wurden. Ökostrom soll sogar „nicht mehr kosten als herkömmlicher Strom“, geben neun Prozent in derselben Studie an (ebenda).

Erwartungen an Ökostrom aus Kundensicht V.



Nach unserer Auffassung sind diese Experimente und Befragungen nur bedingt oder gar nicht tauglich für die Fragestellungen des fÖM. Die u. E. größte methodische Schwäche liegt allerdings in der Beschränkung dieser Methode auf die Erhebung von Einstellungen, die bekanntlich gerade beim Umgang mit Energie häufig im Widerspruch zum konkreten Handeln der Kunden stehen (Huber 2011, S. 308 ff). Zudem blenden die Untersuchungen einen Wettbewerb aus. Bei der Wahl zwischen verschiedenen Ökostromangeboten spielt der Preis bei der Wahl des Anbieters eine große Rolle.

Die Ergebnisse dieser Befragungen können allerdings einen Hinweis auf Tendenzen bezüglich der Präferenzen der Kunden geben. Demnach sind für die Mehrzahlungsbereitschaft die Eigenschaften entscheidend, die den Stromtarif auszeichnen. So akzeptieren die Kunden einen höheren Preis für Ökostrom, wenn der Stromanbieter in den Ausbau erneuerbarer Energien investiert, regional verankert auftritt und ausschließlich Ökostrom im Programm hat (Mattes 2012, S. 26).

Auf Grund des Widerspruchs zwischen abgefragter Einstellung und konkretem Handeln stellen wir im Anhang ausführlicher einen wirkungspsychologischen Denkansatz vor, wie er insbesondere vom Steinweg Institut entwickelt wurde. Er geht vom konkreten Verhalten der Energieverbraucher – ihrem Energiealltag mit seinen unbewussten seelischen Motiven – aus.

6. Die Kundensicht auf Ökostrom

- 6.1 Erwartungen der Kunden an Ökostrom
- 6.2 Wirkungspsychologische Erklärungsansatz**
- 6.3 Zwischenfazit

Die Markt- und Motivationsanalysen des Steinweg Instituts fokussieren insbesondere auf die **unbewusste Verhaltensdimension**. Diese wirkungspsychologischen Untersuchungen beschreiben den Energiekunden in seiner spezifischen Ambivalenz: Als einerseits besorgten und „aufgestörten“ Akteur („Atomkraft - Nein Danke!“) und andererseits eigentümlich gleichgültigen Verbraucher, der seine sichere und bequeme Versorgung unreflektiert, wie selbstverständlich beansprucht und von „seinem“ – meist kommunalen – Versorger eine absolut "gerechte" Behandlung erwartet.

Energieversorgung ist demnach ein tiefes, existenzielles Grundbedürfnis, das sich jeder bewussten Reflexion entzieht. Weil der Kunde seine Abhängigkeit vom Versorger nur unbewusst erlebt, verursacht die aktuelle Energiewende eine diffuse und damit eine weit problematischere „Aufstörung“ als bereits „Fukushima“ oder die Laufzeitverlängerung.

Trotz prinzipieller Zustimmung und Bereitschaft zum Engagement empfinden daher viele Menschen die Energiewende zugleich auch als eine Bedrohung ihres bequemen und gedankenlosen Konsums. Der aktuelle energie- (und partei-)politische Streit um die EEG-Umlage („Energiewende muss bezahlbar sein“) oder die Ratlosigkeit der Versorger und Kommunen bei der Umsetzung der Energiewende vor Ort („Stromtrassen“, „Bürgerbeteiligung“ etc.) tragen zusätzlich zur „Aufstörung“ bei.



Die wirkungspsychologischen Analysen zum konkreten Wechselverhalten von Ökokunden belegen, dass die Verbraucher z. T. wiederholt zwischen einem Öko-Anbieter und dem Graustromtarif eines konventionellen Stromanbieters hin und her wechseln. Durch Umweltskandale „aufgestört“ nehmen sie die schnell Öko-Angebote wahr – sie kehren aber oft zu konventionellen Tarifen zurück, wenn sie der mit dem Bezug von Ökostrom verbundene Rechtfertigungsdruck (Begründung der Mehrkosten) im Versorgungsalltag zu sehr belastet. Während die Ökostromtarife vor allem der „Aufstörungsbeseitigung“ durch (symbolische) Aktivierung dienen, führen die Graustromtarife umgekehrt dazu, sich des virulenten Energiethemas auf Dauer zu entledigen. Die meisten Kunden achten nur partiell, oft nur beim Stromkonsum auf die Nachhaltigkeit und Effizienz ihres Energieverbrauchs – die anderen Energiesparten (Gas oder Wärme) bleiben eher unbewusst.

Dieser Einblick in den unbewussten Energie-Alltag führt zu diesen strategischen Konsequenzen:

- Die Ökostrommarken/-Tarife stehen zwar im extremen Gegensatz zum konventionellen Graustrombereich, aber der Versorgungsalltag nivelliert diesen immer wieder.
- Die ökologischen Aspekte („Zusätzlichkeiten“) sind nur beim maximaler Aufstörung zu vermitteln.
- Das für Kunden, wie für Anbieter gleichermaßen aufwändige Wechselverhalten zwischen Öko- und Graustromtarifen kann u. U. funktional so vernetzt werden, dass es weitgehend unterbleibt.

Inhalt

6. Die Kundensicht auf Ökostrom

- 6.1 Erwartungen der Kunden an Ökostrom
- 6.2 Wirkungspsychologischer Erklärungsansatz
- 6.3 Zwischenfazit**



Für die Fragestellung des vorliegenden Projektes sind aus den aktuellen Untersuchungen über Ökostrom vor allem die folgenden Hinweise von Bedeutung:

- Die Verbraucher präferieren als Zusatznutzen derzeit klar die Förderung des Neubaus. Dies könnte ein Hinweis darauf sein, wie schwer die Einführung neuer Zusätzlichkeiten zu vermitteln sein wird. Die Lösung kann aber in den Labels selbst liegen:
 - Label haben für die Kunden eine wichtige Funktion. Mehr noch: Über 90% der Kunden wünschen sich ein einheitliches Label.

Wir haben erhebliche Zweifel, ob die Methodik der standardisierten Abfrage von Einstellungen hilfreiche Erkenntnisse liefert, um den fÖM weiter zu entwickeln. Sie sollten um Methoden ergänzt werden, die den Gesamtzusammenhang in den Blick nehmen.

Inhalt

7. Weiterentwicklung der Zertifizierung

- 7.1 Aktuelle Ansätze
 - 7.1.1 Übersicht
 - 7.1.2 Anbieterzertifizierung
- 7.2 Empfehlungen für die Weiterentwicklung
- 7.3 Ideen für Zertifizierungsmodelle
 - 7.3.1 „Fondsmodell Energiewende plus“
 - 7.3.2 „Energiewende-Anbieter“
 - 7.3.3 „Strommix aus fluktuierenden EE“
- 7.4 Optionen für weitere Zertifizierungsformen
 - 7.4.1 Aufgaben von Gütesiegeln für Ökostrom in der aktuellen Entwicklung des Ökostrommarktes
 - 7.4.2 Handlungsalternativen für Zertifizierer
 - 7.4.3 Neue Formate für Verbraucherinformation zum freiwilligen Ökostrommarkt
 - 7.4.3.1 Rankingmodelle
 - 7.4.3.2 Benotungsmodelle
 - 7.4.3.3 Kundenbewertung
 - 7.4.3.4 Marktwächter
 - 7.4.3.5 Gesetzliche Regelung
 - 7.4.3.6 Übersicht und Diskussion
 - 7.4.3.7 Zwischenfazit Weiterentwicklung der Zertifizierung

Weiterentwicklung der Zertifizierung

Im Folgenden erörtern wir den Themenkomplex der Zertifizierung. Wir knüpfen dabei bewusst an die Darstellung der Sicht der Kunden an.

Zu Beginn stellen wir die grundsätzlichen Optionen bzw. Kombinationen zwischen Produkt- und Anbieterzertifizierungen auf der einen Ebene und die Input- und Outputsteuerung auf der anderen Ebene vor.

Da die Anbieterzertifizierung ein komplexes Thema ist und – wie in der vorangegangenen Ausarbeitung deutlich geworden ist - in Zukunft eine größere Bedeutung bekommen könnte, widmen wir ihr einige Ausführungen, vor allem zu den Vor- und Nachteilen.

Um die Auswirkungen neuer Zusätzlichkeiten auf die Praxis der Zertifizierung deutlich zu machen, geben wir gezielte Empfehlungen und ergänzen diese mit drei Ideen für neue Zertifizierungsmodelle.

Inhalt

7. Weiterentwicklung der Zertifizierung

7.1 Aktuelle Ansätze

7.1.1 Übersicht

7.1.2 Anbieterzertifizierung

7.2 Empfehlungen für die Weiterentwicklung

7.3 Ideen für Zertifizierungsmodelle

7.3.1 „Fondsmodell Energiewende plus“

7.3.2 „Energiewende-Anbieter“

7.3.3 „Strommix aus fluktuierenden EE“

7.4 Optionen für weitere Zertifizierungsformen

7.4.1 Aufgaben von Gütesiegeln für
Ökostrom in der aktuellen Entwicklung
des Ökostrommarktes

7.4.2 Handlungsalternativen für Zertifizierer

7.4.3 Neue Formate für Verbraucherinformation
zum freiwilligen Ökostrommarkt

7.4.3.1 Rankingmodelle

7.4.3.2 Benotungsmodelle

7.4.3.3 Kundenbewertung

7.4.3.4 Marktwächter

7.4.3.5 Gesetzliche Regelung

7.4.3.6 Übersicht und Diskussion

7.4.3.7 Zwischenfazit Weiterentwicklung
der Zertifizierung

Prinzipiell wird nachfolgend zwischen zwei Parametern der Zertifizierung unterschieden:

- **Gegenstand der Zertifizierung:** Wer bzw. was wird zertifiziert? Produkt? Anbieter? Oder beides?
- **Maßstab der Zertifizierung:** Wie wird der Nutzen gemessen? In Form einer vorgegebenen Menge (ohne Rücksicht auf deren Kosten), oder in Form eines definierten Investments (ohne Rücksicht auf den damit erzielten Output)

Während das derzeitige Händlermodell mit definierten Anteilen im Strommix (hier: Strom aus neuen Anlagen) eine klare Produktzertifizierung darstellt, wird eine solche Kategorisierung bei den hier zuvor diskutierten Maßnahmen vor allem zur Flexibilität vielfältiger. Nur bei „Grünstromvermarktung plus“ ist eine Produktzertifizierung in der reinen Form weiterhin möglich.

Zwar könnten einige Maßnahmen aus dem Bereich der Flexibilität durchaus als Produktzertifizierung gehandhabt werden, indem sich die zu zertifizierende

Leistung auf Basis der Anzahl der Ökostromkunden (oder Absatzmenge) bemisst. Jedoch entkoppelt sich die Zusätzlichkeit häufig von der konkreten Produkteigenschaft des gelieferten Stroms, da die Eigenschaft des Stromes nicht mehr relevant ist, sondern dessen Absatz lediglich eine Bezugsgröße für zu erbringende Zusätzlichkeiten darstellt.

Beispiele: Ein Engagement in Stromspeicher stünde nur noch in einem unmittelbarem Zusammenhang mit dem gelieferten Strom, wenn sich im Strommix Strom aus Speichern befände. Das ist jedoch unrealistisch. Bei einer Maßnahme zu DSM ist bereits überhaupt kein Bezug zur Kundenversorgung enthalten.

Die Maßnahmen zur Flexibilität können sich sowohl als Menge als auch als Kapitalsumme bemessen.

Nachfolgend eine Übersicht der Kombinationen zwischen Produkt- und Anbieterzertifizierung und Output- und Inputsteuerung.

Maßstab Gegenstand	Menge (Output)	Investitionen (Input)	Mischform von Input- und Output-Modellen
Anbieter- zertifizierung	Anbieter setzt quantitative Vorgaben um, z.B. DSM für x% seiner Höchstlast	Anbieter investiert x% seines Umsatzes z.B. in DSM	Anbieter muss x ct./kWh in DSM Maßnahmen investieren, mindestens jedoch z.B. nach x Jahren x Abnahmestellen angeschlossen haben
Produkt- zertifizierung	x% des Strom für das zertifizierte Ökostromprodukt stammen aus FEE	x ct/kWh von jeder verkauften kWh im Ökostromtarif werden in Flexibilitätsmaßnahmen investiert	x% des Strom für das zertifizierte Ökostromprodukt stammen aus FEE und zusätzlich müssen x ct/kWh in den Betrieb eines virtuellen Kraftwerkes fließen
Mischform von Anbieter- und Produkt- zertifizierung	Anbieter muss x% seines Gesamtabsatzes aus FEE liefern, für Absatz an Ökostromkunden jedoch z.B. das Doppelte.	Anbieter muss x% seines Umsatzes in F&E für Flexibilität investieren, vom Umsatz eines jeden Ökostromkunden jedoch z.B. das Doppelte.	Anbieter muss x% seines Gesamtabsatzes aus FEE liefern sowie x% seines Umsatzes in F&E für Flexibilität investieren. Für Ökostromkunden gilt z.B. der doppelte Wert.

Bedeutung der Anbieterzertifizierung für den Anbieter

Zwang zur Offenlegung unternehmerischer Daten:

- Technische Daten
- Angaben zu Investitionen
- Eigentumsverhältnisse – evtl. auch unter den vom Aktiengesetz vorgeschriebenen Schwellenwerten

Kosten:

- Vermtl. Mehrkosten für Wirtschaftsprüfer (Testierung Eigentumsverhältnisse etc.)
- Evtl. höherer Personalaufwand bei aufwändiger Auf- und Vorbereitung der Zertifizierung

Je nach Definition der Kriterien kann es zu Einschränkungen für andere Geschäftsbereiche des Anbieters kommen. Beispiel: Angenommen, eine Kooperation mit einem Atomkraftwerksbetreiber wäre nicht erlaubt, so würde eine Zusammenarbeit des Anbieters mit „Atom“-Unternehmen im Bereich DSM verhindert.

... für den Herausgeber des Gütesiegels

- Aufwändige Definition der Kriterien
- Aufwändiger Umgang mit Grenzfällen und Grauzonen
- Politische Auslegung der Kriterien, die möglicherweise eine kritische Diskussion in der Öffentlichkeit erzeugt
- Notwendigkeit zum Aufbau von weiterem Knowhow z. B. im betriebswirtschaftlichen Bereich (Investitionsbudgets, Beteiligungsverhältnisse etc.)

... für den Gutachter

- Neue Methoden der Datenerhebung müssen sich einspielen. Durch unterschiedliche Größe und Rechtsform der Anbieter werden einheitliche Bewertungsverfahren schwierig anzuwenden sein.
- Vermutlich mehr betriebswirtschaftliches Knowhow notwendig als bisher.
- Vermehrt Auswertung von Sekundärdaten, z. B. Aussagen von Wirtschaftsprüfern, statt Sichtung von Primärdaten (Zugriff auf Portfoliomanagement).

... für die Kunden

- Gewerbekunden, die gegenüber ihren Endkunden derzeit mit dem Bezug von „zertifiziertem Ökostrom“ werben, müssten ihre Kommunikation evtl. umformulieren und sich auf den Anbieter beziehen.
- Auch bei Ausschreibungen oder Vergabeverfahren müsste von Vorgaben bzgl. der Produktqualität auf Vorgaben bzgl. des Lieferanten umgestellt werden. Dies ist evtl. vergaberechtlich nicht zulässig. Somit sind anbieterbezogene Kriterien bei Ausschreibungen nicht möglich.
- Generell würde sich die Kommunikation im Falle einer Anbieterzertifizierung ändern: Von „Ich beziehe zertifizierten Ökostrom“ zu „Ich beziehe Ökostrom von einem zertifiziertem Anbieter“.

Anbieterzertifizierung III.

Vorteile einer Anbieterzertifizierung

- Eine höhere Flexibilität entsteht bei der Anerkennung von Maßnahmen für die Energiewende. Die Energiewende wird letztlich von Anbietern vorangebracht, nicht durch Tarife.
- Die Kunden entwickeln gegenüber Anbietern ihr Vertrauen und kommunizieren mit Anbietern als den Akteuren der Energiewende.
- Nachhaltig orientierte Konsumenten achten generell häufig nicht nur auf das Produkt allein, sondern berücksichtigen das Verhalten eines Unternehmens insgesamt – ihnen ist das ökologische und soziale Engagement eines Unternehmens wichtig: Diesem Anspruch wird eine Zertifizierung gerecht, die den Stromanbieter ganzheitlich bewertet (Irrek et al. 2001).
- Das Profil der Zertifizierung wird geschärft, weil Anbieter mit einem Engagement *gegen* die Energiewende nicht zertifizierungsfähig sind.

Nachteile einer Anbieterzertifizierung

- Die Zertifizierung entkoppelt sich vom Ökostromtarif. Dies wäre vielleicht allerdings gar kein Nachteil, sondern die logische Fortentwicklung.
- Die Gefahr besteht, dass zukünftige Ökostromtarife lediglich die F&E-Budgets der Anbieter entlasten, wenn deren Mehrerlöse in Aktivitäten des Anbieters fließen. Und: Sowieso durchgeführte Maßnahmen könnten evtl. dem Ökostromtarif „zugerechnet“ werden und sich von diesem finanzieren lassen (Mitnahmeeffekt).
- Die Energiewende verlangt von jedem Akteur eine Änderung der Unternehmenspolitik. Insofern könnte eine Anbieter-Zertifizierung nur die Aktivitäten auszeichnen, die ein Anbieter über das Maß an „Grundengagement“ hinaus verwirklicht.
- Kriterien für korrekte Anbieter sind erheblicher politischer und ideologischer Interpretation ausgesetzt. Dies führt zu einer komplizierten und evtl. ausufernden Zertifizierung.
- Einschränkungen bei öffentlichen Ausschreibungen



Gespräche mit Anbietern und Weiterverteilern zeigen:

Die Anbieter sind hinsichtlich der Frage, ob Anbieter oder Produkte zertifiziert werden sollen, geteilter Meinung. Wesentliche Überlegungen sind:

- Zu den besonders kritischen Fragen bzgl. der Zertifizierung gehört, ob der Anbieter oder nur ein Produkt als „gut“ zertifiziert wird.
- So genannte reine Ökostromanbieter sprechen sich deutlich für eine Zertifizierung von Anbietern aus, hingegen halten Anbieter mit verschiedenen Strommix-Varianten in ihren Tarifen eine Produkt-Zertifizierung für sinnvoll.
- Hintergrund zu diesem Themenfeld ist auch die Frage, wie sich Anbieter mit der gleichen Zertifizierung voneinander im Wettbewerb unterscheiden können und Alleinstellungsmerkmale sowie eine eigene Markenführung ausprägen.
- „Etablierte“ und bundesweit bekannte Anbieter messen den Zertifizierungen für ihren Vertriebserfolg tendenziell weniger Bedeutung bei als kleinere oder regional beschränkte Anbieter.
- Es besteht nach unserer Auffassung die Möglichkeit für Mischformen, bei denen eine Produktzertifizierung mit einzelnen Aspekten einer Anbieterzertifizierung gekoppelt wird.

- Die Einhaltung von Anbieterkriterien ist schwieriger zu überprüfen als die Produktkriterien, da es vor allem bei Kriterien, deren Maßstäbe in den Finanzen des Anbieters liegen, mehr Grauzonen geben könnte.
- Die Anbieterzertifizierung muss so gestaltet werden, dass sie auch Anbieter aufnimmt, die sich „auf dem richtigen Weg“ der Energiewende befinden. Dies zu definieren, wird aufwändig.
- Für Kunden wird sich die Kommunikation ändern: „Wir beziehen zertifizierten Ökostrom!“ wird eventuell nicht mehr funktionieren. Es müsste bei reiner Anbieterzertifizierung heißen: „Wir beziehen Strom von einem Energiewende-zertifizierten Anbieter“. Ob das die Kunden mitgehen?
- Es sollte prinzipiell zwischen „Positivliste“ und „Negativliste“ unterschieden werden: Die Positivliste definiert Kriterien für die Aufnahme des Anbieters (fiktives Bsp.: 5% des Umsatzes werden in F&E investiert). Die Negativliste umfasst Kriterien, die zu einem „Ausschluss“ führen (Bsp.: Anbieter gehört zu einem Unternehmen, das Kohlekraftwerke betreibt).
- Das Verhältnis zwischen Unternehmensgröße und dem Angebot: Hier gilt es, Fehlentwicklungen zu vermeiden, z. B. dass ein geringes Engagement bezogen auf geringen Absatz zu einer Zertifizierung führt. Deshalb sollte sich die Zielerreichung immer an einer Referenzgröße orientieren, die eine nachvollziehbare Verhältnismäßigkeit des Engagements zur Unternehmensgröße sicherstellt. Das bedeutet, dass bei der Anbieterzertifizierung überwiegend mit Verhältniszahlen statt absoluten Grenzwerten gearbeitet werden sollte.

Inhalt

7. Weiterentwicklung der Zertifizierung

- 7.1 Aktuelle Ansätze
 - 7.1.1 Übersicht
 - 7.1.2 Anbieterzertifizierung
- 7.2 Empfehlungen für die Weiterentwicklung**
- 7.3 Ideen für Zertifizierungsmodelle
 - 7.3.1 „Fondsmodell Energiewende plus“
 - 7.3.2 „Energiewende-Anbieter“
 - 7.3.3 „Strommix aus fluktuierenden EE“
- 7.4 Optionen für weitere Zertifizierungsformen
 - 7.4.1 Aufgaben von Gütesiegeln für Ökostrom in der aktuellen Entwicklung des Ökostrommarktes
 - 7.4.2 Handlungsalternativen für Zertifizierer
 - 7.4.3 Neue Formate für Verbraucherinformation zum freiwilligen Ökostrommarkt
 - 7.4.3.1 Rankingmodelle
 - 7.4.3.2 Benotungsmodelle
 - 7.4.3.3 Kundenbewertung
 - 7.4.3.4 Marktwächter
 - 7.4.3.5 Gesetzliche Regelung
 - 7.4.3.6 Übersicht und Diskussion
 - 7.4.3.7 Zwischenfazit Weiterentwicklung der Zertifizierung



Nachfolgend verbinden wir die diskutierten Ansätze für Zusätzlichkeiten mit konkreten Empfehlungen für die Zertifizierungspraxis (7.2).

Anschließend entwerfen wir drei Ideen für eine mögliche Weiterentwicklung der praktischen Definition und dazugehöriger Zertifizierung von innovativen Ökostromprodukten (7.3).

Empfehlungen zur Weiterentwicklung II.

1: Flexibilität und die Integration von Erneuerbaren Energien in den Mittelpunkt neuer Zusätzlichkeiten zu stellen, weil sie für das Gelingen der Energiewende notwendig sind, aber noch unzureichend entwickelt und umgesetzt werden.

2: Bei wirksamen Erhalt von gesetzl. Fördersystemen für den Zubau Erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen, sollte die Neubauförderung langfristig auslaufen, bzw. neue Zusätzlichkeiten attraktiver gestaltet werden. Um Vertragstreue bei langfristigen Beschaffungsverträgen zu gewährleisten, sollten beim Händlermodell entsprechende Übergangsfristen vorgesehen werden. Die Neubauförderung im Fondsmodell sollte auf die Förderung von PV-Anlagen in Ost-West-Ausrichtung (Reduktion Spitzenlast) sowie Kleinwindanlagen reduziert werden.

3: Das Initiierungsmodell sollte beibehalten werden. Es fehlt zwar noch an auswertbaren Erfahrungen, aber es sollte von seinem Ansatz her die Energiewende innerhalb des Erzeugungsportfolios der Anbieter beschleunigen. Das Initiierungsmodell steht für eine Erneuerung der Zertifizierung und die Einbeziehung einer Anbieterzertifizierung.

4: Erdgas- und Biogas-befeuerte KWK wird bei der Bereitstellung von Flexibilität für FEE eine besonders wichtige Rolle spielen und gehört zu den günstigsten Flexibilitätsmaßnahmen. Insofern sollte stromgeführte KWK in der Zertifizierung dann eine Wertschätzung erhalten, wenn sie zur Ausregelung von FEE verwendet wird. Man könnte dabei die Rolle der ökologisch verträglichen Bioenergie stärker betonen bzw. fördern.

5: Bei der „*Grünstromvermarktung plus*“, also bei einem Mindestanteil fluktuierender Leistung im Bilanzkreis der Ökostromkunden, erscheint eine Mengensteuerung, und bei den Flexibilitäten eine Input-Steuerung sinnvoll. Wie die vorherigen Erläuterungen zeigen, ist es für einen Anbieter schwer, einen bestimmten Output an Flexibilität zu garantieren. Damit verbunden ist auch die Notwendigkeit eines professionellen Projektmanagements bei der Durchführung von Projekten nach dem Fondsmodell, um eine effiziente Mittelverwendung zu gewährleisten.

Empfehlungen zur Weiterentwicklung III.



6: Bei einer Fortentwicklung des Fondsmodells hin zu Energiewende-Projekten halten wir eine Grenzziehung zwischen reinen F&E Maßnahmen und praxisrelevanten Maßnahmen für wichtig. Ökostromanbieter sollten in praxistaugliche Projekte investieren und nicht z.B. in Grundlagenforschung, da letzteres Gegenstand und Aufgabe der Wissenschaft ist und noch weiter weg von einem Markt ist.

7: Bei den Zusätzlichkeiten im Bereich der Flexibilitäten braucht es Mut zur Methodenvielfalt: Heute kann nicht vorhergesehen werden, welche Flexibilitäten zukünftig machbar und wirtschaftlich darstellbar sind. Insofern sollten von den Zertifizierern bewusst mehrere Optionen anerkannt werden, auch wenn sich im Laufe der Zeit herausstellt, dass sich die eine oder andere Maßnahme nicht durchsetzt.

8: Wir sehen eine zunehmende Bedeutung von Elementen einer Anbieterzertifizierung. Das schließt eine Produktzertifizierung mit anbieterbezogenen Kriterien mit ein. Anbieter sind letztlich die entscheidenden Akteure für Investitionen in die notwendigen innovativen Lösungen für die

Energiewende. Verbraucher sollten zukünftig mit ihrem Tarif auch den Versorger ihres „Energiewendevertrauens“ wählen. Es sind die Anbieter, die über das Vertrauen der Kunden in die Energiewende entscheiden.

9: Für ein zukünftiges Fondsmodell sollte näher untersucht werden, inwieweit vermieden wird, dass Händlern ohne Netz benachteiligt werden, wenn förderwürdige Zielprojekte für Netzbetreiber geeignet sind. Würden auch Netzbetreiber Empfänger der Fördermittel werden bzw. Akteure im weitesten Sinne des Fondsmodells werden, könnte es zu einer ungerechtfertigten Bevorzugung von nicht entflochtenen Anbietern oder Anbietern kommen, die kein Netz betreiben.

Empfehlungen zur Weiterentwicklung IV.



10: Aus Kundensicht halten wir es für angebracht, über eine bessere konzeptionelle Abstimmung der verschiedenen Label nachzudenken. Laut Umfragen wünschen sich 90% der Kunden ein einheitliches Label. Die unterschiedlichen Label-Konzepte sind von den Kunden nicht nachvollziehbar. Label sollen Komplexität reduzieren und Informationen vereinfachen. Das funktioniert bis zu dem Punkt, an dem der Verbraucher mit mehreren Labels konfrontiert ist. Dann nimmt die Verwirrung wieder zu. Diese Kontraproduktivität ist ein klarer Auftrag an die Trägerverbände der Label-Herausgeber, sich nicht nur mit den fachlichen Fragen von Ökostrom-Kriterien auseinanderzusetzen, sondern auch mit der Frage, welche Möglichkeiten für eine optimale Verbraucheraufklärung in Sachen „Energiewende durch Strombezug“ bestehen .

Inhalt

7. Weiterentwicklung der Zertifizierung

- 7.1 Aktuelle Ansätze
 - 7.1.1 Übersicht
 - 7.1.2 Anbieterzertifizierung
- 7.2 Empfehlungen für die Weiterentwicklung
- 7.3 Ideen für Zertifizierungsmodelle**
 - 7.3.1 „Fondsmodell Energiewende plus“
 - 7.3.2 „Energiewende-Anbieter“
 - 7.3.3 „Strommix aus fluktuierenden EE“
- 7.4 Optionen für weitere Zertifizierungsformen
 - 7.4.1 Aufgaben von Gütesiegeln für Ökostrom in der aktuellen Entwicklung des Ökostrommarktes
 - 7.4.2 Handlungsalternativen für Zertifizierer
 - 7.4.3 Neue Formate für Verbraucherinformation zum freiwilligen Ökostrommarkt
 - 7.4.3.1 Rankingmodelle
 - 7.4.3.2 Benotungsmodelle
 - 7.4.3.3 Kundenbewertung
 - 7.4.3.4 Marktwächter
 - 7.4.3.5 Gesetzliche Regelung
 - 7.4.3.6 Übersicht und Diskussion
 - 7.4.3.7 Zwischenfazit Weiterentwicklung der Zertifizierung

Ziel: Es sollen Ökostromprodukte ausgezeichnet werden, die die Energiewende in überdurchschnittlichem Maße und in für das Gelingen besonders wichtigen Bereichen fördern.

Das Fondsmodell würde damit konsequent ausgebaut.

Es wäre ein inputorientiertes Modell: Pro kWh abgesetztem Ökostrom sind x ct. in Maßnahmen zu investieren, die ein Katalog formuliert (Positivliste).

- Es sollte sich um Investitionen in Projekte handeln, die Flexibilitätsmaßnahmen mindestens an der Grenze zur reinen Forschung abholen und einen Schritt weiter in Pilotphasen transferieren.
- Anbieter können beim Zertifizierer eigene Vorschläge für Projekte einbringen, der diese verbindlich prüft.

Kooperationen zwischen Anbietern des gleichen Labels sind möglich und erwünscht, um Synergien zu erzielen (Fondspooling).

Ergänzungen um Elemente einer Anbieterzertifizierung sind wahlweise möglich:

- keine Eigentumsanteile an Atomkraftwerken und/oder Braunkohlekraftwerken (und/oder umgekehrt).
- Ausnahme davon möglich: Anbieter weist einen Unternehmensbeschluss über einen klaren und zügigen Ausstiegsweg nach.

Vorteile:

- Relativ einfache Kommunikation gegenüber Kunden und Medien
- Gute Sichtbarmachung des Engagements des Anbieters und was er mit dem Geld aus dem Ökostromtarif macht.
- Die „Positivliste“ ließe sich als Folge gesetzlicher Änderungen relativ einfach anpassen, ohne das Gesamtgerüst an Kriterien zu überarbeiten.

Nachteile:

- Fondsmodelle werden künftig auch nur wenig Geld und entsprechenden Zusatznutzen generieren.
- Keine Kontrolle über die tatsächliche ökologische Wirkung, da nur der Input (nämlich die finanziellen Mittel) zertifiziert werden. Erfordernis von Professionalität bei Projektumsetzung.
- Ökostromkunden werden zum Finanzierer der Maßnahmen, die vielleicht alle Stromkunden mitfinanzieren sollten. Anbieter könnten ihre Ausgaben für Flexibilität bewusst von den Ökostromkunden bezahlen lassen, um an anderer Stelle das finanzielle Engagement zurück zu fahren.

„Energiewende-Anbieter“

Modell 2: „Energiewende-Anbieter“ (Anbieterzertifizierung)

Ziel: Anbieter werden für Ihr Engagement für die Energiewende ausgezeichnet.

Kriterium: x% des Umsatzes vor Umsatz- und Energiesteuern müssen in Maßnahmen der Energiewende investiert werden.

Maßnahmen werden in Positivliste festgehalten. Zu diesem Katalog können auch Investitionen in Neuanlagen gehören (somit Weiterentwicklung des Initiierungsmodell um Flexibilität).

Varianten sind möglich:

- Silber: Anbieter bietet neben Graustrom auch Ökostromtarif an, engagiert sich aber gemäß Energiewende-Kriterien.
- Gold: Anbieter versorgt alle seine Kunden mit Ökostrom und engagiert sich gemäß den Energiewende-Kriterien.

Ergänzungen sind wahlweise möglich: z.B. keine Verflechtung mit Atomkraft und/oder Braunkohle.

Ausnahme: Anbieter weist einen Unternehmensbeschluss über einen klaren und zügigen Ausstiegsfahrplan nach.

Vorteile:

- Diese neue Zertifizierung würde der Tatsache gerecht werden, dass die Energiewende am Ende von den Anbietern gestaltet werden muss und nicht (nur) von den Kunden.
- Es könnte Engagement der Anbieter unabhängig von deren Ökostromtarif zertifiziert werden.

Nachteile:

- Mit der Anbieterzertifizierung wären umfangreiche Fragen der Abgrenzung und Definitionen verbunden und können dies zu einem sehr aufwändigen und teuren Definitions- und Zertifizierungsprozess werden lassen.
- Vorgaben hinsichtlich bestimmter Merkmale oder Verhaltensweisen von Anbietern kollidieren leicht mit dem Vergaberecht. Hier sind enge Grenzen gesetzt.

**Ziel:**

Anbieter integriert FEE in den Bilanzkreis seiner Ökostromkunden.

Die Quoten können je Erzeugungsart unterschiedlich sein und auch angepasst werden.

Vorteile:

- Einfache und nachvollziehbare Weiterentwicklung: Von „Neubauförderung“ auf „Flexibilität und fluktuierende Leistung“ → logische Anpassung an Erfolg und Verlauf des Ausbaus der EE
- Einfache Durchführung der Zertifizierung
- Sichtbares und leicht zu kommunizierendes Kriterium

Nachteile:

- Nicht ohne finanzielles Risiko für die Anbieter, da schwankende Leistung besonderes Risikomanagement erfordert.
- Anspruchsvolle Vorgaben an die Anteile aus FEE erhöhen den Endkundenpreis. Evtl. könnte dies zu einer starken Exklusivierung führen, was der Idee, Ökostrom für eine größere Kundengruppe attraktiv zu halten, widerspräche.
- Kunden könnten evtl. nicht nachvollziehen, dass sie für einen höheren FEE-Anteil aus ungeförderter Direktvermarktung mehr bezahlen als bei Graustromtarifen und zudem die volle EEG-Umlage tragen müssen.

Inhalt

7. Weiterentwicklung der Zertifizierung

- 7.1 Aktuelle Ansätze
 - 7.1.1 Übersicht
 - 7.1.2 Anbieterzertifizierung
- 7.2 Empfehlungen für die Weiterentwicklung
- 7.3 Ideen für Zertifizierungsmodelle
 - 7.3.1 „Fondsmodell Energiewende plus“
 - 7.3.2 „Energiewende-Anbieter“
 - 7.3.3 „Strommix aus fluktuierenden EE“
- 7.4 Optionen für weitere Zertifizierungsformen**
 - 7.4.1 Aufgaben von Gütesiegeln für Ökostrom in der aktuellen Entwicklung des Ökostrommarktes
 - 7.4.2 Handlungsalternativen für Zertifizierer
 - 7.4.3 Neue Formate für Verbraucherinformation zum freiwilligen Ökostrommarkt
 - 7.4.3.1 Rankingmodelle
 - 7.4.3.2 Benotungsmodelle
 - 7.4.3.3 Kundenbewertung
 - 7.4.3.4 Marktwächter
 - 7.4.3.5 Gesetzliche Regelung
 - 7.4.3.6 Übersicht und Diskussion
 - 7.4.3.7 Zwischenfazit Weiterentwicklung der Zertifizierung

Aufgabe von Gütesiegeln für Ökostrom in der aktuellen Entwicklung des Ökostrommarktes I.

Es gibt vielfältige Auslegungen zur Rolle von Zertifizierungen. Speziell für grüne Produkte mit Fokus auf Ökostrom erfüllen Gütesiegel wichtige Funktionen.

Zertifizierungen kennzeichnen für den Verbraucher einen besonderen ökologischen Mehrwert eines Produktes. In der theoretischen Diskussion gelten Gütesiegel als marktgetrieben, denn sie funktionieren vor allem bei einer freiwilligen Nachfrage. Diese Freiwilligkeit ist für die Diskussion wichtig, denn eine „unfreiwillige“ Zertifizierung kann auch über Verordnungen stattfinden (z. B. Ausweis der fiktiven EEG-Mengen in der Stromkennzeichnung, Effizienzangaben auf Elektrogeräten) (Boström/Klintman 2011). Bougherara/Grolleau (2004) argumentieren, dass Labels immer einen Charakter von Regeln und Prinzipien in sich tragen und damit auch exekutive Wirkung entfalten. Insofern vermischen sich Freiwilligkeit und Zwang gerade bei vorgeschriebenen Bewertungen. Diese sollen letztlich Marktversagen durch asymmetrische Informationsverteilung beseitigen helfen.

Gütesiegel sind ein Symbol, welche einem Produkt überhaupt erst die notwendige Darstellung seiner ökologischen Eigenschaft ermöglicht, wenn diese anderweitig nicht sichtbar gemacht werden kann. Ein „geübter“ Verbraucher mag vielleicht Altpapier von frischem Papier unterscheiden, aber schon bei Bio-Lebensmitteln und erst recht bei Ökostrom ist das nicht mehr möglich. Diese *symbolische Differenzierung* (Boström/Klintman 2011) ist für viele Produkte bzw. deren Anbieter von zentraler Bedeutung in der wettbewerblichen Abgrenzung – der Vertrieb des Produktes funktioniert vor allem dann, wenn ein Label eine Unterscheidung von anderen Produkten gleichen Nutzens ermöglicht. Bei ausbleibender Erkennbarkeit der Produkteigenschaften bzw. Herstellungsweise (zuma eine ökologischen) bleibt dem Verbraucher angesichts der asymmetrischen Informationsverteilung nur die Möglichkeit, den Angaben des Herstellers/Lieferanten zu vertrauen oder mittels anderer Informationen seine Kaufentscheidung einigermaßen frei von schlechtem Gewissen zu fällen.

Aufgabe von Gütesiegeln für Ökostrom in der aktuellen Entwicklung des Ökostrommarktes II.

Dies zeigt eine weitere wichtige Rolle von Label: Sie sind der unabhängige Garant für Produktqualität, der am Ende zwar nicht die Asymmetrie der Information zwischen Anbieter und Verbraucher ausgleichen kann – jedoch einigermaßen die „Machtverhältnisse“. Das Gütesiegel füllt sozusagen das Informationsvakuum des Verbrauchers. Die Notwendigkeit eines Informationsausgleichs ergibt sich auch für den Fall der Reizüberflutung (information overload) des Verbrauchers (Bougherara/Grolleau 2004).

Label wirken jedoch auch über den Mehrwert für den „ratlosen“ Kunden hinaus. Die Existenz und Kommunikation von Gütesiegeln für ethische und ökologische Produkteigenschaften haben einen Effekt auf den gesamten Markt, da sie das Problem, welches sich dem Label zuwendet, zum Thema für alle Marktteilnehmer und ggf. die Medien machen. Diese Wirkung kann am Beispiel des fÖM gut nachvollzogen werden: Durch die öffentliche Wahrnehmung von zertifiziertem und nicht zertifiziertem Ökostrom wurde und wird überhaupt erst anerkannt, dass eine

Qualitätsunterscheidung bei Ökostromtarifen möglich ist. Die Label haben insofern den Ökostrommarkt teilweise geformt: Online-Portale richten sich nach ihnen, Umweltverbände sowieso – und auf der institutionellen Ebene (z. B. bei Ausschreibungen etc.) werden Label zu einem marktsegmentierenden Phänomen, das viele Anbieter unter Zugzwang setzt. Konkret: Zertifizierter Ökostrom ist zumindest für Privatkunden der Normalfall.

Gleichzeitig müssen Label auch eine Integrationsleistung schaffen, indem sie nur innerhalb einer Nutzenklasse zertifizieren („100%-Altpapier“ nutzt nichts auf der Verpackung von Glühbirnen der Klasse „E“). Auf Anbieterseite kann dies zu einer Angleichung der Produkte führen. Diese Standardisierung geht einher mit der Eingliederung der Zertifizierung in bestimmte Marktregeln bzw. in branchenübergreifende Realitäten. Bezogen auf den Ökostrombereich müssen z.B. Label die technischen und organisatorischen Prozesse des Strommarktes anerkennen, beispielsweise den Umgang mit Netzverlusten, die nicht mit Ökostrom „abgerechnet“ werden können.

Aufgabe von Gütesiegeln für Ökostrom in der aktuellen Entwicklung des Ökostrommarktes III.

Die Debatte um Zeitgleichheit zwischen Erzeugung und Lieferfahrplan symbolisiert in dieser Diskussion einen solchen Grenzfall.

Aber noch viel stärker wirkt der Integrationseffekt seitens der Anbieter: Alle ok-power-zertifizierten Anbieter beispielsweise haben sehr ähnliche Produkte. Dies zwingt sie wiederum, an anderer Stelle eine Unterscheidung bzw. Alleinstellung zu generieren.

Gütesiegel fördern also auf der einen Seite die Abgrenzung gegenüber nicht zertifizierten Anbietern, auf der anderen Seite erschweren sie die Abgrenzung innerhalb der Gruppe der zertifizierten Anbieter. In der Praxis findet diese Alleinstellung nicht mehr im Produkt bzw. Tarif statt, sondern auf der Unternehmensebene des Anbieters. Anbieter, die dasselbe Gütesiegel tragen, unterscheiden sich untereinander zunehmend über Aktivitäten, die mit den Kriterien der Zertifizierung nichts zu tun haben.

Insofern erodiert bei dieser Entwicklung hin zum Mainstream die Wirkung der Label, indem das einst hohe Niveau der Anforderungen zum Standard wird. Eine solche Entwicklung kann positiv wie negativ bewertet werden, wie sich in den Diskussionen im Verlauf des Projektes gezeigt hat

Die Massenfähigkeit eines Qualitätsstandards ist für die einen ein voller Erfolg und war auch schon immer das Ziel (nämlich den Markt zu entwickeln). Für andere verschwinden mit zunehmender Zahl zertifizierter Angebote die Vorreiterwirkung von Gütesiegeln und damit auch die Exklusivität, die von ihnen ausgehen soll.

Handlungsalternativen für Zertifizierer I.

Vor dem oben beschriebenen Hintergrund einer Standardisierung der Label-Kriterien bleiben dem Herausgeber eines Labels zugespitzt formuliert vier Alternativen:

- 1. Beibehaltung der Rolle:** Wenn der Markt bzw. die Zahl zertifizierter Tarife wächst, ist das in Ordnung. Ein Eingreifen würde den eigenen Zielen widersprechen, nämlich möglichst viele Verbraucher mit dem Gütesiegel zu erreichen. Korrekturen der Kriterien sind ggf. aufgrund von Marktbedingungen sinnvoll.
- 2. Graduelle Verschärfung der Qualitätskriterien,** um für die Kunden die Gewissheit der überdurchschnittlichen Qualität gegenüber anderen Produkten/Tarifen aufrechtzuerhalten. These: Der Kunde erhält keinen informativen Mehrwert, wenn das Label auf vielen Produkten steht. Es wird alltäglich (wie z. B. „Energy Star“ auf Bildschirmen). Im Umgang mit einer solchen Situation sei das

Effizienz-Label beispielhaft erwähnt: Als sich „A“ verbreitete, wurden „A+“ und „A++“ ergänzt anstatt die Vorgaben für „A“ zu verschärfen – auf diese Weise wurde die Zertifizierung geschwächt (Heinzle/Wüstenhagen 2011). Aus dem Strommix-Drittel aus Neuanlagen würden dieser Logik folgend z. B. 50% werden.

- 3. Aufgabe wegen Erfolg:** Das Label gibt seinen ursprünglichen Zertifizierungsauftrag bzw. -Gegenstand auf. Mission erfüllt. Das Qualitätsniveau ist weitgehend Standard oder das Problem ist so tief in der Wahrnehmung der Verbraucher verankert, dass sie selbst urteilen können. Eine theoretisch weitere Möglichkeit: Fast alle Anbieter bieten den Gütesiegel-Standard an.

4. Das Label verlagert seine Zertifizierungsaktivitäten

- auf die Bereiche, auf die kein Endkunde unmittelbaren Einfluss nehmen kann oder für die die Endkunden kein Bewusstsein haben (Bsp. Käfigeier: im Einzelhandel kaum noch angeboten, umso mehr in verarbeitenden Großküchen oder anderen Nahrungsprodukten wie Teigwaren etc.). Für Ökostrom wäre zu diskutieren, ob ein B2B-Geschäft relevant sein könnte?
- auf die Bereiche, in denen sich die Ausprägung der Unterscheidungsmerkmale für Ökostromanbieter entwickelt. Sprich: Nicht der Ökostrom ist im Fokus, sondern die Aktivitäten des Anbieters bzgl. Energiewende → Anbieterzertifizierung

Neue Formate für Verbraucherinformation zum freiwilligen Ökostrommarkt



Bei einem unterstellten Bedarf an Orientierung für den Kunden bei der Wahl des Ökostromanbieters sollen im Folgenden alternative Methoden auf ihre Eignung für die notwendige Informationsbereitstellung hin kurz analysiert werden.

Das Label hat den Nachteil, dass es nur zwei „Zustände“ kennt: erteilt oder nicht erteilt. Jede weitere Unterscheidung innerhalb dieser zwei Kategorien kommt damit nicht zum Ausdruck, was den Anbietern wiederum den Spielraum lässt, sich über Alleinstellungsmerkmale deutlicher zu positionieren.

Aus den bisherigen Ausführungen dieses Projektberichtes wird deutlich, dass die Tarif- und Anbietervielfalt stark zugenommen hat. Dies schafft einen Bedarf nach wirkungsvollerer und schnellerer Information für eine Wahl des Anbieters oder Tarifs. Weiterhin haben wir aufgezeigt, welchen Aufwand eine Anbieterzertifizierung bedeuten kann, so dass sich auch die Frage stellt, ob dieser erwartete Informationsgehalt unbedingt über ein Label hergestellt werden muss, oder eventuell andere Methoden und Kommunikationsmöglichkeiten in Frage kommen.

Hierbei ist nicht nur die Methode von Bedeutung, sondern auch der Akteur, der diese durchführt. So halten wir es für bemerkenswert, dass z.B. die Untersuchung der Stiftung Warentest zu den Ökostromangeboten von enormer Wirkung begleitet ist, gleichwohl sie nur in relativ großen zeitlichen Abständen erscheint und die Tarife nur im Nachhinein bewertet werden. Die Anbieter, die gute Bewertungen bekommen haben, schieben in ihrer Werbung das Testergebnis ganz nach vorne. „testsieger“ zu sein, stellt alle Wirkung von Labels in den Schatten. Die Tests der Stiftung Warentest genießen zudem eine hohe mediale Reaktion.

Ein weiteres Beispiel für eine erfolgreiche Orientierungshilfe ist das Portal „Atomausstieg selber machen“. Es hat nur drei Anbieterkriterien zur Auflage und empfiehlt nur vier Anbieter (obwohl mehr Anbieter die Kriterien erfüllen würden). Interessant ist, dass es von 21 Umweltverbänden getragen und empfohlen wird. Die gleichen Verbänden können sich aber seit 15 Jahren nicht auf ein einheitliches Label einigen. Auf ein schlichtes Portal mit Kriterien ohne Zusatznutzen scheinbar schon. Das sollte zu denken geben.

Rankingmodelle I.

Beim Ranking werden Tarife oder Anbieter durch einen Vergleich in Beziehung gesetzt und damit untereinander in ein Ordnungsmuster gebracht, das dem Verbraucher eine relative Information liefert, welcher Anbieter besser oder schlechter als ein anderer ist.

Zwei grundsätzliche Methoden sind zu unterscheiden:

1. Eine exakte Messung von Kriterien, die in ihrer Bedeutung für das Gesamturteil gewichtet werden.
2. Eine Bewertung aufgrund der Zusammenführung verschiedener Wahrnehmungen von verschiedenen Akteuren. Diese können auf gemessenen Ergebnissen beruhen oder auf subjektiven Einschätzungen. Durch die Hinzunahme vieler subjektiver Einschätzungen entsteht ein Gesamtbild.

Letztere Methode basiert meistens zu einem Großteil auf Wahrnehmung, oftmals weniger auf konkret messbaren Schwellenwerten. Der CPI (Corruption Perception Index) von Transparency International ist ein

Beispiel eines aufwändigen Rankings, in das 10 verschiedene Wahrnehmungen einfließen, aus denen wiederum ein Mittelwert gebildet wird.

Vorteil: Schnelle Information: der Verbraucher muss nur auf den Listenanfang schauen, um die besten Angebote zu identifizieren.

Nachteil: Es bedarf einer sehr exakten Ermittlung aller für die Bewertung einbezogenen Kriterien und eindeutig messbare Schwellenwerte.

Eine stichtagsbezogene Erhebung kann durch situative Zustände das Ergebnis verfälschen bzw. die Repräsentativität einschränken.

Veränderungen der ausgewählten Quellen können zu Verschiebungen im Ranking führen, die aber eventuell nicht auf eine signifikante Verbesserung oder Verschlechterung schließen lassen, sondern der neuen subjektiven Einschätzung der neuen Quelle geschuldet ist. Insgesamt ist das Verfahren sehr aufwändig.

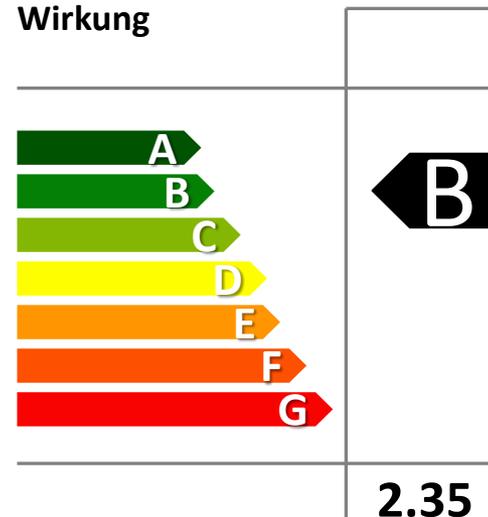
Das Ranking ist weniger kundenorientiert als ein Gütesiegel, da die Stromkunden das Ranking aktiv suchen müssen. Auf ein Gütesiegel werden die Stromkunden hingegen automatisch aufmerksam, sobald sie sich Tarife und Anbieter anschauen. Von nachhaltigen Verbraucher/innen ist bekannt, dass sie wichtige Informationen unmittelbar am Produkt erwarten (BIO Intelligence Service 2012). Dieser Aspekt könnte gelöst werden, indem eine positive Rankingplatzierung in Form eines Symbols zur Verfügung gestellt wird, mit dem Stromanbieter ihre Tarife direkt kennzeichnen können – also die kommunikative Kombination aus Gütesiegel und Ranking.

Kommt das Ranking aufgrund einer Zusammenführung von Teilbewertungen zusammen, sollten alle Einzelergebnisse dargestellt werden, um dem Verbraucher die Möglichkeit zu geben, seine Präferenzen bzgl. bestimmter Kriterien höher zu bewerten als andere.

Für Rankings sind auch Normen relevant, hier vor allem die ISO 14021.

Statt eines Einzelrankings könnten Ranggruppen gebildet werden, so dass mehrere Anbieter/Tarife die gleiche Eingruppierung erfahren, obwohl sie unterschiedliche Einzelwerte aufweisen.

Ökologische Wirkung



Unter diese Kategorie fallen alle Systeme, die ein Ökostromangebot nach einer Note, Punktzahl oder anderen auf einer Skala definierten Bemessungen bewerten.

- Schulnoten, 1-6
- Sterne, ****

Mit der Methode werden die Angebote ebenfalls anhand eines Bewertungsmaßstabes beurteilt, jedoch – im Gegensatz zum Ranking – nicht in Beziehung zu einander gestellt.

Eine Kombination von Benotungssystemen und Ranking erhöht die Aussagekraft erheblich, weil sie den Kontext der jeweiligen Bewertung besser darstellt. Ein Ranking von Platz 1 bis X erhält eine andere Aussagekraft, wenn z.B. alle Anbieter lediglich eine Gesamtpunktzahl von unter 100 (von einer möglichen Gesamtpunktzahl 1.000) erreichen. D.h. Platz 1 ist mit 100 Punkten lediglich der beste unter vielen schlechten. Im positiven Fall gilt dies genauso.

Ein guter Platz innerhalb einer schlechten Gesamtkategorie wirkt sich vermutlich wenig motivierend auf einen Anbieter aus, noch besser zu werden. Die Rolle des Guten unter schlechten ist ausreichend. Wenn keiner „sehr gut“ oder „gut“ erhalten, ist der „befriedigend“ bewertete Testsieger.

Bei diesem Verfahren würde man sich von einem wissenschaftlichen Anspruch der Bewertung verabschieden und die Kunden um ihre subjektive Bewertung der für sie wichtigen Aspekte beim Ökostromtarif bitten. Dies kann praktisch auf Plattformen stattfinden.

Problem der Plattformen ist die Verwertung der eingestellten und transparent gemachten Informationen (u.a. Bewertungen). Die Idee der Schwarmbewertung kann nur dann wirken, wenn sie in diskursive Prozesse eingebunden sind. Deshalb sind viele Plattformen wirkungslos, was u.a. auch eine Fundamentalkritik an den Bürgerbeteiligungsmodellen ist. Insofern ist diese Methodik nur erfolgversprechend, wenn sie fachkundig moderiert werden würde und Kunden miteinander in einen tatsächlichen Dialog kämen.

Die Gefahr bei Bewertungsplattformen ist ein „Ertrinken in der beliebigen Vielfalt“, an deren Ende eine größere Verwirrung herrscht als am Anfang: Die wesentliche Aufgabe einer Zertifizierung, Vertrauen, Transparenz, Orientierung und Informationsreduktion zu bieten, kann

eine Plattform nicht leisten.

Dazu Prof. Kruse:

<http://www.youtube.com/watch?v=l1hmD0mga9Y>

Hinzu kommt, dass offen zugängliche Plattformen dem Risiko unterliegen, von Wettbewerbern und eingeschalteten Online-Marketingagenturen unterwandert zu werden – Kommentare und Bewertungen werden gezielt zugunsten eines bestimmten Stromanbieters platziert und manipuliert.

Das Marktwächterkonzept beruht auf der Idee, mittels einer Institution aus Experten das Marktgeschehen im Sinne des Verbraucherschutzes zu beobachten, zu bewerten und ggf. einzugreifen. Das Marktwächterkonzept (MWK) könnte prinzipiell auf einen Teilmarkt wie den freiwilligen Ökostrommarkt übertragen werden. Jedoch ist kritisch zu sehen, ob sich damit die Frage der Beurteilung der ökologischen Qualität einfangen und bewerten lässt. Denn:

- Auch die Marktwächter stünden vor der gleichen Frage wie alle Träger und Initiatoren von Gütesiegeln: Nach welchen Kriterien soll die Qualität beurteilt werden? Je nachdem, wie ein Marktwächter sich institutionell und personell zusammensetzen würde, fließen am Ende ebenso die jeweiligen Sichtweisen und Urteile hinsichtlich des Ökostrommarktes in die Beurteilung des Marktes bzw. des Zusatznutzens für die Energiewende ein.
 - Marktwächterkonzept wirkt vor allem mit den drei Schritten „Erkennen – Informieren – Handeln“. Letzteres meint neben der Einflussnahme auf die Politik auch das Handeln zur Beseitigung von
- Misständen. Übertragen auf den Ökostrommarkt könnte dies bei Nichteinhalten von Werbeversprechen gelten, in dessen Folge der Marktwächter wettbewerbsrechtlich oder über Medienarbeit vorgehen könnte. Ein Verstoß z. B. gegen die Herkunftsnachweiseverordnung würde über das Umweltbundesamt verfolgt werden.
- Das MWK ist dann besonders wirksam, wenn es Aspekte zur Wahrung von Verbraucherrechten in den Vertragskonditionen aufgreift. Insofern kommt dem Konzept eine hohe Bedeutung für den Strom- und Gaswechsel an sich zu.
 - Eine systematisch und methodisch einheitlichere statistische Erfassung der Daten und Strukturen des fÖM wäre bei einem Marktwächter sicherlich gut aufgehoben. Das könnte auch in Verbindung mit dem HKN erfolgen. Dies würde sicherlich mehr Transparenz schaffen, aber die Frage, wie sich Ökostromanbieter/-angebote qualitativ unterscheiden lassen, wäre damit nur zum Teil zu lösen.

Gesetzliche Regelungen

Gesetzgeber definiert Ökostromqualität und überwacht diese.

Der Gesetzgeber könnte den Ökostromkunden eine Mindestqualität garantieren, über:

- Gesetzliche Definition von Ökostrom
- Regelungen zu Werbeaussagen, z.B. Mindeststandards für Zusätzlichkeit, wenn diese in der Werbung verwendet werden sollen.

Mit dem HKNR bietet der Gesetzgeber durchaus wertvolle Hilfe bei der Glaubwürdigkeit von Ökostromtarifen. Er könnte dieses Angebot ausweiten und z.B. ein Portal anbieten, in welchem jeder Anbieter seinen Stromkennzeichnung hinterlegen muss. Oder es werden auf freiwilliger Basis alle Angaben zu den Lieferantenkraftwerken und entwerteten Mengen veröffentlicht.

Insgesamt sind die gesetzlichen Maßnahmen eher als flankierend anzusehen, so dass z.B. nur das Verfahren zur Herkunftsangabe und die Definition von Ökostrom gesetzlich bestimmt werden - ähnlich wie beim Biosechseck. Die Vielfalt, die sich z.B. mit anbieterbezogenen Kriterien ergeben würde, kann ein gesetzliches Label nicht mehr abdecken, geschweige

denn von der Verpflichtung zur Neutralität.

Auszug aus Informationen des UBA zum HKNR:

„Ein Herkunftsnachweis muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

Die Kenndaten zur Erzeugungsanlage (Art, Typ, Standort, Leistung, Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage, Beginn und Ende der Stromerzeugung) und die erzeugte Strommenge (in Megawattstunden). Die Art und der Umfang von Förderungen, die die Anlage bei ihrer Errichtung oder der Strom bei seiner Produktion erhalten hat....

...Weiterhin kann der Herkunftsnachweis freiwillige Zusatzangaben enthalten. Dies sind Detailinformationen über die spezielle Art und Weise der Anlage oder der Stromproduktion, z.B. zum Fischschutz bei Wasserkraftanlagen.....

Eine weitere freiwillige Zusatzangabe ist die „optionale Kopplung“. Sie weist nach, dass der Elektrizitätsversorger tatsächlich Strom aus erneuerbaren Energien eingekauft und geliefert hat. Verbraucherinnen und Verbraucher, die Wert darauf legen, dass ihr Elektrizitätsversorger tatsächlich Strom aus erneuerbaren Energien einkauft, sollten diesen gezielt nach dieser Möglichkeit fragen.“...

...„Herkunftsnachweise machen deshalb die Stromkennzeichnung und somit auch das Stromangebot der Energieversorger transparenter und glaubwürdiger. Herkunftsnachweise enthalten wichtige Detailinformationen über die Art und Weise der Stromproduktion, beispielsweise zum Standort und Alter der Erzeugungsanlage. Solche Informationen können zum Beispiel in die Vergabe von Qualitätslabeln für Ökostrom fließen.“

	Label	Ranking	Benotung	Marktwächter	Kundenbewertungen	Gesetzl. Regelungen
Funktionsweise	Garantiert einen Mindeststandard. Gruppiert Tarife in nur zwei Kategorien: Trägt Label, trägt keines.	Ermittlung eines exakten „Wertes“, Abgrenzung ggü. anderen Angeboten; oder Ermittlung von Wahrnehmungen (bestenfalls als Mittelwert verschiedener Quellen)	Ermittlung von Schwellenwerten, die zu Noten führen.	Beobachtung des Ökostrommarktes und seiner Anbieter, Bewerten von Auffälligkeiten, ggfs. Vorgehen	Kunden berichten ungestützt oder gestützt von Ihrer Wahrnehmung über die Qualität eines Ökostromangebotes.	Je nach Ansatz: mit HKN gute Grundlage, um grundlegende Qualitätsaussagen zum Ökostrom zu machen.
Anreiz für Anbieter, sich zu verbessern	Kaum Anreiz, sich innerhalb der Gruppe zu verbessern, die das Label trägt.	Hier wird vermtl. nur im oberen Bereich Motivation entstehen, ganz nach oben zu kommen, mindestens jedoch „Champions-League“ zu spielen.	Es dürfte eine große Motivation bestehen, mindestens unter die ersten beiden Benotungen zu kommen.	Bietet kaum Anreiz einer Verbesserung, sondern lediglich, negative Ausrutscher zu vermeiden.	Kaum Anreiz,; vielleicht Verbesserungsprozesse im Kundenservice. Gefahr, dass versucht wird, die Kundenbewertungen zu beeinflussen	Keine Motivation, es sei denn, man hat gegen Gesetz/ Verordnung verstoßen.
Eindeutigkeit und Aussagekraft für den Verbraucher	Klar und eindeutig	Klar. Spitzenreiter: „Es kann nur einen geben“.	Schon eher Interpretationsspielraum. Holt Verbraucher mit einfachen, bekannten Skalen ab (Schulnoten, 1-5 Sterne, etc.). Mischung zwischen Ranking und Benotung möglich	Informiert über Missstände innerhalb eines weit gefassten Rahmens des „Normalmaßes“. Bewahrt vor den „schwarzen Schafen“	Authentische Rückmeldung, aber durch Vielfalt mit gr. Wahrscheinlichkeit eher verwirrend hinsichtlich einer Kaufentscheidung.	Trotz aller Skepsis gegenüber dem Staat: Verbraucher würden gesetzl. Regelungen trauen. Erfahrungen mit Biosechseck sehr gut.

Übersicht und Diskussion II.

	Label	Ranking	Benotung	Marktwächter	Kundenbewertungen	Gesetzl. Regelungen
Methodische Komplexität	HM: Arbeitet mit Einhaltung von Grenzwerten. FM: Aufschlag einfach, Bewertung Wirtschaftlichkeit der Anlage eher schwierig	Hoch. Es bedarf einer nachvollziehbaren Exaktheit, die sehr aufwändig umzusetzen ist und von den Anbietern sicherlich kritisch begleitet werden würde.	Es bedarf Schwellenwerte, die zur Einordnung führen. Abstand eines Anbieters mit 1,6 zu 1,4 ist geringer als zu 2,4. Jedoch	Vergleichsweise einfach	Methodisch einfach, allerdings Schlussfolgerungen aus den Rückmeldungen sind nur nach systematischer Auswertung zu ziehen.	Gering, jedoch auch keine Berücksichtigung besondere Aspekte möglich, da Gesetzespraxis nach Einfachheit und ggfs. Kompromissen verlangt.
Aufwand für Durchführung	Je nach Kriterienkatalog	Hoch	Hoch	Mittel (Einrichtung eines Marktwächters vorausgesetzt)	Foren an sich einfach. Auswertung jedoch komplex und aufwändig.	Je nach Gegenstand der Regelung

	Label	Ranking	Benotung	Marktwächter	Kundenbewertungen	Gesetzl. Regelungen
Eignung für Produkt- und /oder Anbieterzert.	Eher für Produktzertifizierung	Beides	Beides	Eher für Anbieter, weil hier der Ansatz des Konzeptes liegt. Produktbezogen denkbar für Kontrolle von Werbeaussagen.	Im Prinzip beides, jedoch wird es aktuell für Anbieterbeurteilung genutzt.	Produkt
Gefahr für Mitnahmeffekte	Je nach Aufwand (auch im Sinne der Kosten für Zusätzlichkeit).	Nur dann gefährlich, wenn z.B. nicht-ökologische Kriterien, wie z.B. der Preis eine Rolle spielen können. Billiganbieter kommen dann im Ranking nach vorne ohne Zusammenhang mit den ökologischen Mehrwert.	Ähnlich wie Ranking: In der Praxis wird sich eine Gesamtnote aus Teilnoten zusammensetzen. Je nach deren Gewichtung könnten		Gefahr besteht vielleicht in der Manipulation der eingestellten Bewertungen.	

Übersicht und Diskussion IV.

Weitere Angebote an Verbraucher, sich Orientierung und Reduktion von Komplexität zu verschaffen.

Hierzu zählen vor allem:

- Ex-post-Bewertungen und Veröffentlichungen:
 - Test durch Stiftung Warentest oder die Zeitschrift „Ökotest“
 - Portal EcoTopTen
 - Anbieteruntersuchung durch Robin-Wood
 - Ex-Post-Untersuchungen haben den Nachteil, dass aktuelle Informationen zu dem Tarif oder Anbieter verloren gehen. Das kann zum Vor- oder auch zum Nachteil des Anbieters sein, jedoch immer zum Nachteil des Kunden, da er nicht weiß, wie richtig die Information aktuell ist.
- Portale mit einer labelübergreifenden Darstellung von Ökostromangeboten, die aber eigenen Bewertungen folgen, z.B. EcoTopTen, „Atomausstieg-selbermachen“, utopia
 - Diese Portale müssen unterschieden werden in diejenigen, die die Angaben fachlich redaktionell betreuen und neutral darstellen; und diejenigen
 - Portale, die mit minimalem Aufwand eine Auswahl treffen.
- Vertriebs- und Preisvergleichsportale, die in einigen Fällen zulassen, die Anbieter nach Kriterien zu selektieren, und darüber hinaus den Anbietern Raum für Selbstdarstellung lassen.
- Einzeluntersuchungen zu Ökostrom- bzw. Anbieterqualität wie z.B. durch Robin Wood (regelmäßiger Anbietervergleich) und Greenpeace e.V. (Fokus Ökostrom – Bestandsaufnahme und Perspektiven, Leprich 2009), aber auch durch die Verbraucherzentrale (forsa-Umfrage 2012)
- Zahlreiche private Internetangebote zum Thema Ökostromqualität
- Die gesetzliche Stromkennzeichnung bietet dem Verbraucher Informationen zum Strommix, welche durch die Einführung des Herkunftsnachweisregisters deutlich verlässlicher sind als zuvor.

Zwischenfazit Weiterentwicklung der Zertifizierung I.

- Eine langfristige Entwicklungsperspektive für die bisherige Zertifizierung von Ökostrom könnte wie folgt aussehen:
 - Die Rolle der Zusammensetzung des Strommixes bei der Beschleunigung der Energiewende wird weiter verblassen, weil die Neubauförderung in Form einer Mengensteuerung im Strommix nicht wirkungsvoll ist und zudem absehbar auf Beschaffungsprobleme stoßen wird, weil fast sämtliche Neubauten durch ein Fördersystem unterstützt werden.
 - Die Neubauförderung im Fondsmodell ist angesichts des EEG ebenfalls überholt. Sie macht höchstens für Kleinwindanlagen und PV-Anlagen mit einer Ost- oder Westausrichtung Sinn. Das junge Initiierungsmodell muss seinen Erfolg noch beweisen.
 - Die Integration von FEE in den Bilanzkreis der Ökostromkunden würde ein neues Element der Mengensteuerung darstellen, das sich mit der aktuellen Herausforderung nach Einbeziehung der fluktuierenden Leistung verbinden ließe.
- Zudem ist mit dem für alle Ökostromhändler verbindlichen Herkunftsnachweissystem ein verlässliches Ausweisen des Strommixes sichergestellt. Weitere Informationen, wie z.B. das Alter der Anlagen, lassen die Stromqualität des jeweiligen Anbieters relativ einfach und für den Kunden vergleichbar aufbereiten. Diese müssen nicht zwingend in einem Zertifizierungsverfahren ermittelt werden. Vielmehr könnte z.B. ein Portal ausreichen, in welchem die HKN der jeweiligen Tarife transparent dokumentiert sind. Mindestens könnten die eigenen Angaben der Anbieter zu ihrer Stromqualität schnell nachgeprüft werden. An dieser Stelle könnte es die Aufgabe eines zukünftigen Marktwächters sein, die Einhaltung der korrekten und vollständigen Angaben bzw. die Deckung mit den Werbeaussagen des Anbieters zu überprüfen und ggfs. durchzusetzen.

Zwischenfazit Weiterentwicklung der Zertifizierung II.

- Um die notwendigen Schritte für die Energiewende zu unternehmen, bedarf es Investitionen der Anbieter. Wer also dem Verbraucher die Informationen geben will, wem er sich in Sachen Energiewendeförderung am besten anvertraut, der wird mehr und mehr auf eine Anbieterzertifizierung zurückgreifen müssen.
 - Es bedarf weiterhin einer Qualitätssicherung bei Ökostrom. Gütesiegel ermöglichen Ökostrom überhaupt erst die notwendige Darstellung seiner ökologischen Wertigkeit, denn sie wäre nur mit der Stromkennzeichnung nicht sichtbar.
 - Der Zustand des derzeitigen Marktes ist unübersichtlicher denn je. Die Verbraucher brauchen jetzt erst recht eine Orientierung. Die Frage ist, wie sie die am besten bekommen.
 - Wir schlagen vor, die Lösung zwei zu teilen:
 1. Schutz des Verbrauchers vor „Betrug“ bzgl. des Produktes selbst. Wo Ökostrom in versprochener Qualität drauf steht, muss er auch drin sein.
 2. Orientierung für Verbraucher bzgl. unterstützenswerten Beitrag für die Energiewende
- Zu 1): Dieses Problem kann mittels des HKNR und effizienteren Methoden als den Labels organisiert werden. Evtl. sogar Verordnung über die Stromqualität und Bewerbung von Ökostromtarifen. Marktwächter könnten mit der Überwachung beauftragt werden.
- Zu 2): Außer bei der *Grünstromvermarktung plus* zeichnet sich diesbezüglich ein Heranziehen von anbieterbezogenen Kriterien ab. Dieses sicherlich aufwändigere Zertifizierungsverfahren muss ebenfalls effizient organisiert werden.
- Beide Anliegen können getrennt voneinander organisiert werden: Ein Ökostromtarif kann lediglich ein Qualitätssiegel bzgl. Mix, Herkunft, und ordentlichen Vertragsbedingungen haben, ohne auch bzgl. der „Energiewende“ zertifiziert zu sein.
 - Welcher Anbieter mit den Kunden Energiewende gestalten will, kann sich dafür zertifizieren lassen und damit werben.

Zwischenfazit Weiterentwicklung der Zertifizierung III.

- Eine zukünftige Zertifizierung sollte so effizient wie möglich gestaltet werden.
- Wir sehen in folgenden Maßnahmen Potenzial für Effizienzsteigerungen:
 - Hinsichtlich des Strommixes und der Neuanlagen, sollte intensiv geprüft werden, inwieweit die sowieso erhobenen Daten im HKNR nicht besser genutzt werden können, um Strommix und Alter der Anlagen schnell und unkompliziert zu nutzen und zu kommunizieren.
 - Denkbar wäre eine konsequentere Stromkennzeichnung, die neben den Erzeugungsarten auch das Alter der Lieferantenkraftwerke darstellt.
 - Die Aufgabe der Überwachung bestünde darin, die Korrektheit der Angaben zu überprüfen. Das könnte durch einen staatlich unterstützen Ökostrommarktwächter durchgeführt werden (unter Einbindung des UBA und der BNetzA).
- Weiteres Effizienzpotenzial liegt in einer einheitlichen Handhabung der Begrifflichkeiten zu Ökostrom. Dies erleichtert viele definitorische Regelungen und minimiert Interpretationsspielräume.
- Erwähnt werden sollte das Effizienzpotenzial, welches durch eine Vereinheitlichung oder gar ein Zusammengehen, jedoch mindestens eine Kooperation der unterschiedlichen Labelorganisationen möglich erscheint.
- In diesem Zusammenhang muss in aller Deutlichkeit auf den immens höheren Aufwand von seriösen Anbieterzertifizierungen hingewiesen werden. Um dem Anspruch einer professionellen und fachlich unangreifbaren Zertifizierungspraxis gerecht zu werden, bedarf es verschiedener Expertisen, z.B. im CSR-Bereich, im Bereich Wirtschaftsprüfung, im technischen Bereich.
- Dieses Knowhow kann – wie bereits jetzt schon üblich – für die konkrete Prüfung eingekauft werden. Jedoch muss der Herausgeber des Labels seine Standards definieren, begründen und stets weiterentwickeln.

Im Folgenden sind die für die vorliegende Arbeit verwendeten wesentlichen Quellen und Materialien dokumentiert.

Akerlof, GA. (1970): The market for „Lemons“: quality uncertainty and the market mechanism, in: Quarterly Journal of Economics 84 (3), Seiten 488-500

Agora Energiewende (2012): 12 Thesen zur Energiewende –Impulse, verfügbar unter:

<http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/12-thesen-zur-energiewende/> letzter Zugriff: 18. April 2013

Arms, H., Stender, A., Lang, V., Seifried, A. (2012): Der Strom- und Gasvertrieb im Wandel. Unabhängige Anbieter am Scheideweg. Ausgewählte Studienergebnisse, Berlin.

BIO Intelligence Service (2012), Study on different options for communicating environmental information for products, Final report prepared for the European Commission – DG Environment

Boström, M., Klintman, M. (2008): Eco-Standards, Product Labelling and Green Consumerism, Hampshire

Bougherara, D., Grolleau, G. (2004): Could Ecolabeling Mitigate Market Failures? In: Conference on Ecolabels and the Greening of Food Markets, Vol. 7. No.9

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013): Thesenpapier – 5. EEG-Dialogforum „Ausbaupfade, Szenarien und Kosten“, verfügbar unter:

<http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/eeg-reform/5-eeg-dialogforum/> letzter Zugriff am 18. April 2013

Bundesnetzagentur (2009): Monitoringbericht 2009, verfügbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html letzter Zugriff am 16. April 2013

Im Folgenden sind die für die vorliegende Arbeit verwendeten wesentlichen Quellen und Materialien dokumentiert.

Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2009, verfügbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html letzter Zugriff am 16. April 2013

Bundesnetzagentur (2011): Monitoringbericht 2009, verfügbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html letzter Zugriff am 16. April 2013

Bundesnetzagentur (2012): Monitoringbericht 2009, verfügbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html letzter Zugriff am 16. April 2013

Ecofys, Fraunhofer, Becker Büttner Held, Energy Economics Group u. Winrock International (2012): Renewable Energy Progress and Biofuels Sustainability, Bericht für die Europäische Kommission, verfügbar unter:

http://ec.europa.eu/energy/renewables/reports/doc/2013_renewable_energy_progress.pdf letzter Zugriff am 15. April 2013

Europäische Kommission:

- (2010a): Energie 2020 - Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie, in: SEK(2010) 639, 10. 11. 2010
- (2011a): Communication Renewable Energy: Progressing towards the 2020 Target, in: SEC (2011) 130
- (2012a): Renewable energy: a major player in the European energy market, in: SWD (2012) 164, 6. 6. 2012
- (2012b): Mitteilung Ein funktionierender Energiebinnenmarkt in: COM (2012) 663, 15. 11. 2012
- (2013a): Das internationale Klimaschutzübereinkommen von 2015: Gestaltung der Weltklimapolitik für die Zeit nach 2015, in: COM (2013)167, 26. 3. 2013
- (2013b): Grünbuch „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“, in: COM (2013)169, 27. 3. 2013
- (2013c): Renewable energy progress report, in: SWD (2013) 175, vom 27. 3. 2013
- (2013d): Commission staff working document accompanying the document Renewable energy progress report, in: COM (2013)175

Im Folgenden sind die für die vorliegende Arbeit verwendeten wesentlichen Quellen und Materialien dokumentiert.



Europäische Union:

- (2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates
- (2009a): Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie 2003/30/EG (Erneuerbare Energien Richtlinie)
- (2009b): Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten

forsa (2011): Erwartungen der Verbraucher an Ökostrom und Konsequenzen für Ökostrom-Labelkriterien, Berlin

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (Hrsg.) (2012): Regenerative Modellregion Harz – Abschlussbericht, verfügbar unter: http://www.regmodharz.de/uploads/tx_sbdownloader/RegModHarz_Abschlussbroschuere2012_www.pdf letzter Zugriff am 15. April 2013

Gillenwater, M., Lu, X., Fischlein, M. (2013): Additionality of wind energy investments in the U.S. voluntary green power market

Hartmann, P., Ibanez, A. V. (2006): Managing customer loyalty in liberalized residential energy markets: The impact of energy branding, in: Energy Policy 35 (2007), Seiten 2661 – 2672

Hayer, M. (1995): The Politics of Environmental Discourse, in: Ecological Modernization and the Policy Process, Oxford: Clarendon Press

Heinzle, S., Wüstenhagen R. (2012): Dynamic Adjustment of Eco-labeling Schemes and Consumer Choice – Revision of the EU Energy Label as a Missed Opportunity?, in: Business Strategy and the Environment 21, Seiten 60 – 70

Huber, Joseph (2011): Allgemeine Umweltsoziologie. 2., vollständig überarbeitete Auflage. Wiesbaden.

Im Folgenden sind die für die vorliegende Arbeit verwendeten wesentlichen Quellen und Materialien dokumentiert.

Hüther, O., Engels, A., Bopp, F. (2012): Kernergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsbefragung zu Klimawandel und Energiepräferenzen, in: Engels, Anita (Hg.): Global

IFEU, Öko-Institut, Ö-Quadrat (2008): Umweltnutzen von Ökostrom – Vorschlag zur Berücksichtigung in Klimaschutzkonzepten – Diskussionspapier, verfügbar unter:

http://www.ifeu.de/energie/pdf/DiskussionspapierOekostrom_%20ifeuOeko%20WI%20Oe2%20final1.pdf, letzter Zugriff: 18. April 2013

Ipsos MORI, London Economics und AEA (2012): Research on EU product label options Final report, verfügbar unter:

http://ec.europa.eu/energy/efficiency/studies/efficiency_en.htm, letzter Zugriff 02. April 2013

Irrek, Wolfgang; Kristof, Kora; Seifried, Dieter (2001): Energieversorger auf dem Prüfstand, Konzeptstudie Versorgertest, Wuppertal Papers, Nr. 116, Wuppertal.

IZES et. al. (2008): Strom aus Erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts (SEEKER), Endbericht, Saarbrücken 2008

Kaenzig, J., Heinzle, S., Wüstenhagen, R. (2013): Whatever the customer wants, the customer gets? Exploring the gap between consumer preferences and default electricity products in Germany, in: Energy Policy, Jg. 2013, Ausgabe 53, Seiten 311-322.

Kearney A.T. (2012): Der Strom- und Gasvertrieb am Scheideweg, verfügbar unter:

https://www.atkearney.de/content/veroeffentlichungen/whitepaper_detail.php/id/51826/practice/energie, letzter Zugriff am 16. April 2013

Koch, Matthias, Dierk Bauknecht, and Christoph Heinemann (2012): "Der zukünftige Wert von Smart Grids im deutschen Stromsystem – eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030.", in: *VDE-Kongress 2012*. VDE VERLAG GmbH, 2012.

Im Folgenden sind die für die vorliegende Arbeit verwendeten wesentlichen Quellen und Materialien dokumentiert.



Köpke, Ralf (2006-2012): Daten aus den Branchenbefragungen, in: Zeitschrift Energie & Management, energiemarkt medien gmbh, Herrsching.

Leprih, Uwe (2009): Fokus Ökostrom: Bestandsaufnahme und Perspektiven. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, Saarbrücken.

Litvine, D., Wüstenhagen, R. (2011): Helping „light green“ consumers walk the talk: Results of a behavioural intervention survey in the Swiss electricity market, in: Ecological Economics, Jg. 2011, Ausgabe 70, Seiten 462-474.

Ludwig, Werner (2012): Ökostrom Durchblick im Ökostromdschungel, verfügbar unter: <http://www.stuttgarterzeitung.de/inhalt.oekostrom-durchblick-im-oekostromdschungel.c29be19f-053d-4940-8a37-becd58bb7a59.html> letzter Zugriff: 15. April 2013

Majumdar S., Zhang Y. (2009): Market for Green Signaling, in: The Business Review, Cambridge 13 (2), Seiten 87 – 92

Mattes, Anselm (2012): Potentiale für Ökostrom in Deutschland. Verbraucherpräferenzen und Investitionsverhalten der Energieversorger, Berlin

Menges, R. (2002): Supporting renewable energy on liberalised market: green electricity between additionality and consumer sovereignty, in: Energy Policy 31 (2003) Seiten 583 – 596

Sabatier, P. und Jenkins-Smith, H. (1999): The Advocacy Coalition Framework: An Theories oft he Policy Process, Boulder: Westview Press

Stark, Georg (2012a): Energiewende ist ein Teil eines umfassenden kulturellen Transformationsprozesses, in Tagungsband der Konferenz Erneuerbare Energien Kärnten: „Sicherheit in der Stromversorgung“, Seiten 20-28, Velden.

Stark, Georg (2012b): Ein Jungbrunnen für Stadtwerke? In: Zeitung für kommunale Wirtschaft, 02/12, Seite 6 und 03/12 Seite 14

Literatur VI.

Im Folgenden sind die für die vorliegende Arbeit verwendeten wesentlichen Quellen und Materialien dokumentiert.

Werner, Robert (2004). Der Markt für Grünen Strom. Aktueller Stand und Entwicklungstendenzen aus unternehmerischer Sicht, in: Oberender, Peter (Hrsg.): Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft, aus der Reihe Schriften des Vereins für Socialpolitik, Bd. 299, Berlin.

Werner, Robert; Häsel, Sönke (2013): Ergebnisbericht Ökostromumfrage 2013 im Auftrag von Energie&Management, unveröffentlicht.

9. Anhang

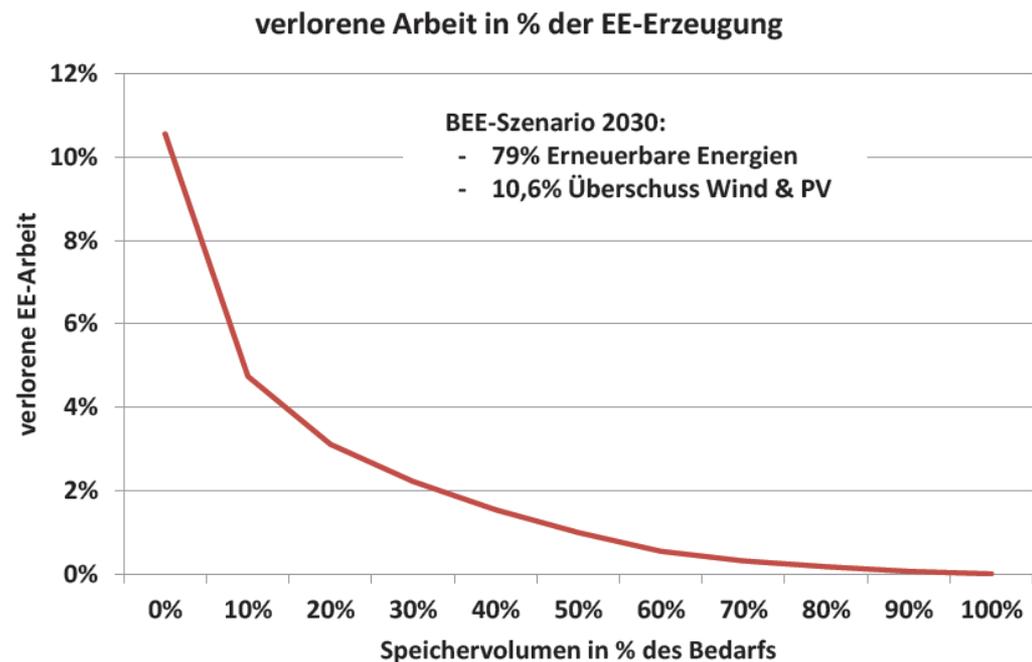
- 9.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE**
- 9.2 Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie
- 9.3 Weitere Informationen zum Stand von DSM
- 9.4 Weitere Informationen zum Stand von Power to Heat
- 9.5 Weitere Informationen zum Zusammenspiel von Flexibilitätsmaßnahmen und Erzeugungsmanagement
- 9.6 Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark



- Die hier zitierten Untersuchungsergebnisse stammen aus:

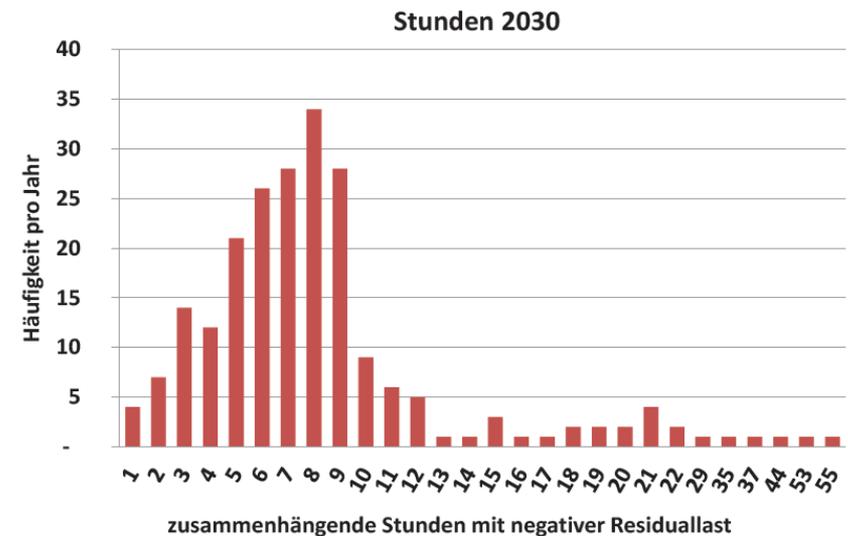
Krzikalla, Norbert; Achner, Sigggi; Brühl, Stefan (BET) (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE).

- Die BET-Studie hat bei 80 % EE bei der Stromerzeugung einen gesamten Erzeugungsüberschuss pro Jahr von 10,6 % der Wind- und PV-Erzeugung ermittelt.
- Würden die Stromspeicher auf lediglich 50 % des für eine vollständige Speicherung des überschüssigen Stroms erforderlichen Volumens ausgelegt, ginge nur noch 1 % der Erzeugung verloren.
- Betrüge das Speichervolumen nur 10 %, könnte trotzdem noch mehr als die Hälfte des Überschussstroms genutzt werden.
- Da die Stromspeicherung (derzeit) teurer als eine Anlagenabregelung ist, wird sich zukünftig das wirtschaftliches Optimum zwischen Speicherung und Abregelung verschieben.
- Die Nutzung von Überschüssen in Wärmenetzen (bzw. -speichern) stellt eine mögliche Verwendung dar.
- Andererseits müssen Überschüsse genutzt werden, um in dem Umfang Speicherkapazität aufzuladen, der bei Flaute notwendig ist, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten.



Residuallastanalyse: EE-Ausbau führt zu negativer Residuallast

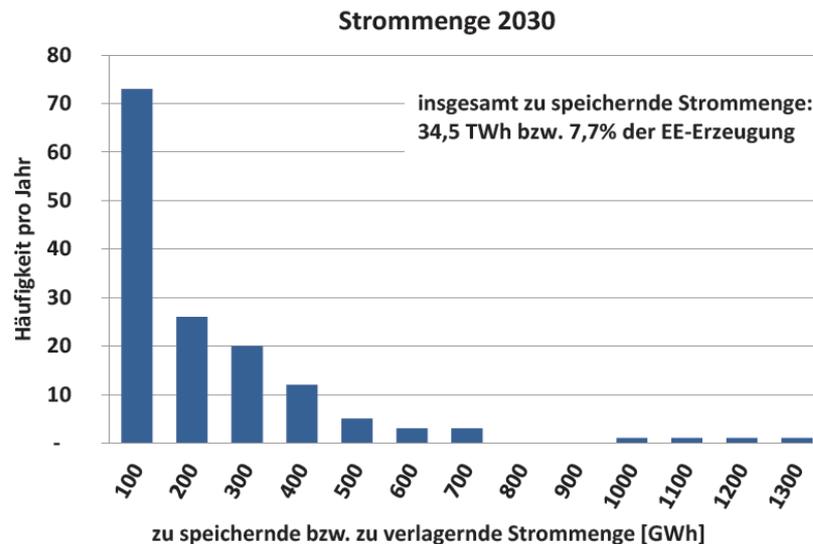
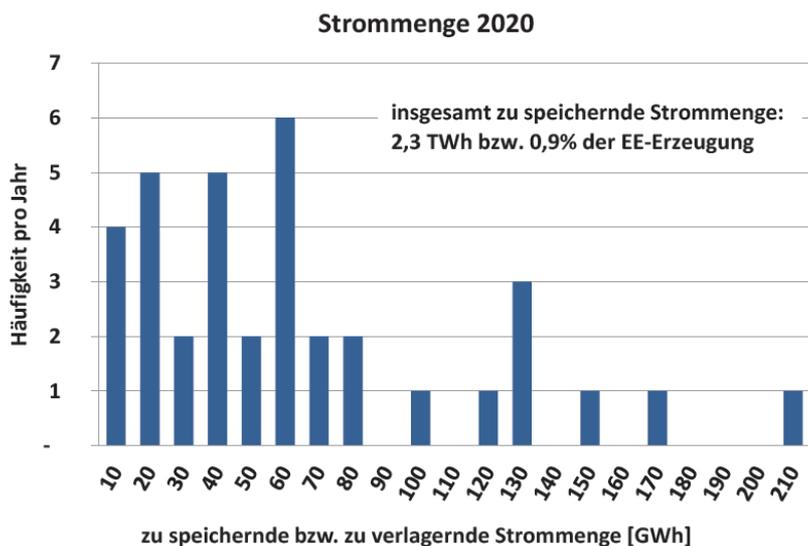
- Perioden mit durchgängig negativer Residuallast werden deutlich zunehmen.
- 2020 ist die längste Periode 15 Stunden lang, bei 80 % EE (hier für 2030 angenommen) beträgt sie 55 Stunden.



Quelle: BET (2013): S. 18

Residuallastanalyse: EE-Ausbau führt zu negativer Residuallast

- Maximale überschüssige Strommenge in einer Periode liegt 2020 bei 210 GWh, in 2030 bei 1.300 GWh.
- 2020 betragen in dem hier unterstellten Szenario die Stromüberschüsse aus EE 0,9 % der EE-Erzeugung (2,3 TWh), 2030 (entsprechend 80 % EE-Anteil) sind es bereits 7,7 % (34,5 TWh).



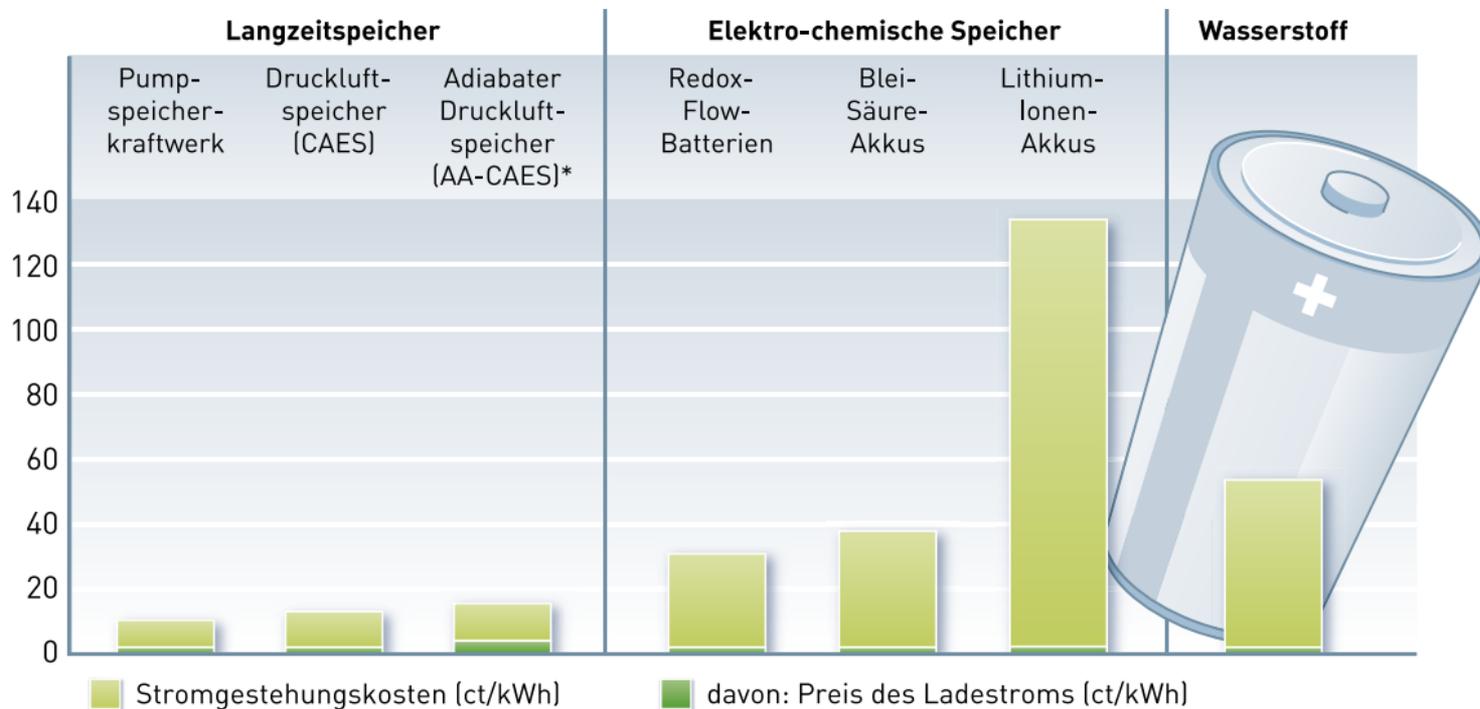
Quelle: BET (2013): S. 18

9. Anhang

- 9.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 9.2 Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie**
- 9.3 Weitere Informationen zum Stand von DSM
- 9.4 Weitere Informationen zum Stand von Power to Heat
- 9.5 Weitere Informationen zum Zusammenspiel von Flexibilitätsmaßnahmen und Erzeugungsmanagement
- 9.6 Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark

Speicher

Stromgestehungskosten



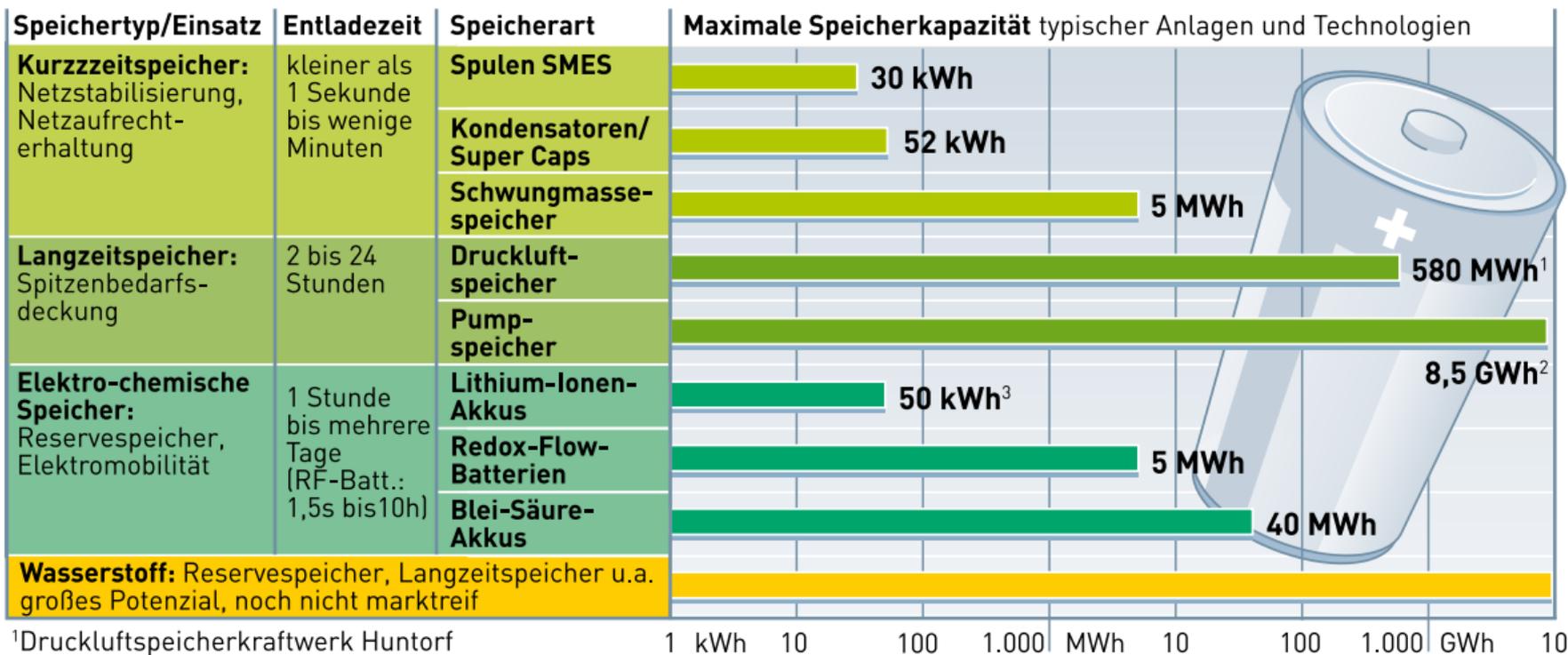
Angenommen werden eine Speicherkapazität von 6 h (Wasserstoff: 200 h) und durchschnittliche Wirkungsgrade im Jahr 2009 [*Prognose 2020].

Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2012), S. 8

Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie II.

Speicher

Kapazitäten



¹Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf

²Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal

³Batterie für Elektrofahrzeug

Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2012), S. 47

Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie II.

Speicher
Pumpspeicher

Entwicklungsstand:

Pumpspeicher sind momentan die einzige technisch ausgereifte und kostengünstigste Technologie zur Stromspeicherung. Ihr Wirkungsgrad liegt zwischen 75-80 %.

Heute genutzte Leistung:

Aktuell ist in Deutschland eine Kapazität von ca. 6,5 GW installiert.

Potenzial:

Momentan befinden sich 10 Projekte für Pumpspeicherkraftwerke (PSW) im Planungsstadium (Zeithorizont bis 2020). Ihre Gesamtleistung liegt bei rund 4,2 GW. Das zukünftige Ausbaupotential wird durch die Anzahl möglicher Standorte begrenzt.

Bereitstellungsdauer:

Je nach geographischer Lage der PSW beträgt deren maximale Bereitstellungsdauer zwischen 3,5 und 12 Stunden. Für die Nutzung als Langzeitspeicher wäre eine Vervielfachung des bestehenden Potenzials notwendig.

Laständerungsgeschwindigkeit:

PSW sind sehr schnell regelbar und eignen sich daher auch hervorragend für die Bereitstellung positiver und negativer Regelenergie.

Quelle: EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit
BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, S. 59f.

Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie III.

Speicher
Pumpspeicher

Kosten:

Die spezifische Investitionskosten liegen zwischen 700 – 1.100 €/kW. Für die Betriebskosten können 1,5-2 % der Investitionen angegeben werden.

Wirtschaftlichkeit:

PSW sind momentan die wirtschaftliche Großspeichermethode. Durch die niedrigen Strompreise (geringes Verhältnis (Peak-/Off-Peak, niedrige Regelenergiepreise) und die Netzentgeltspflicht können sich die Anlagen aktuell jedoch nicht refinanzieren.

Zeitliche Umsetzung:

Da der Planungsvorlauf von PSW-Realisierungen mehrere Jahre in Anspruch nehmen kann, sollten die verfügbaren Potenziale bereits zeitnah erschlossen werden.

Quelle: EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit
BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, S. 59f.

Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie IV.

Speicher
Batterien

Entwicklungsstand:

Bei Batteriesysteme wird in Systeme mit internem Speicher (z.B. Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Akkus) sowie externem Speicher (z.B. Redox-Flow-Batterien) unterschieden.

Batterien sind bereits seit Jahren bis hin zu Jahrzehnten erprobt und können als marktreif bezeichnet.

Potenzial:

Für die Nutzung von Batterien zur Speicherung von EE (PV, Wind) existieren mehrere Pilotprojekte in netzschwachen Regionen und Inselbetrieben. Deren Leistung liegt zwischen 1-2 MW. Weitere Einsatzmöglichkeiten sind in erster Linie von der Weiterentwicklung der Batterien hinsichtlich Energiedichte und Lebensdauer abhängig.

Auch im Bereich Elektromobilität bietet sich insbesondere für Lithium-Ionen-Akkus ein großes Potenzial. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig auch höhere Leistungen in Höhe von mehreren MW möglich sind.

Laständerungsgeschwindigkeit:

Batterien können innerhalb von Sekunden oder teilweise auch Millisekunden ihre Leistung zur Verfügung stellen. Damit eignen sie sich hervorragend für Regelenergie aber auch die Bereitstellung von anderen Systemdienstleistungen.

Die unterschiedlichen Batteriesysteme unterscheiden sich hinsichtlich **Energiedichte, Zyklenzahl, Selbstentladerate, Wirkungsgrad, Kosten und Ladezeiten.**

Quelle: EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit
BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, S. 64f.

Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie V.

Blei-Säure-Akkus:

Sie sind derzeit die günstigsten Batterien, haben allerdings eine hohe Selbstenladerate und geringe Zyklenzahlen. Aus diesem Grund eignen sie sich nur für kurzzeitige Speicherungen im stationären Betrieb.

Lithium-Ionen-Akkus:

Durch hohe Energiedichten und Wirkungsgrade eignen sie sich besonders zur Nutzung in mobilen Anwendungen wie bspw. der Elektromobilität.

Redox-Flow-Batterien:

Diese Batterietechnologie hat die geringsten Wirkungsgrade. Aufgrund der sehr hohen Zyklenzahl und vernachlässigbarer Selbstentladung werden sie vor allem zur Langzeitspeicherung eingesetzt.

	Wirkungsgrad	Verhältnis Speicherkapazität zu Leistung [Wh/W]	Invest Speicher [€/kWh]	Invest Ein-/Ausspeicherung [€/kW]	Wartung % von Invest / a	Zyklenzahl	Selbstentladerate
Blei-Säure-Akkus	80 % (65 - 90 %)	0,5 - 5	150 (100 - 250)	150 (100 - 250)	1	1.500 (500 – 2.000)	5 %/Monat
Lithium-Ionen-Akkus	86 %	0,5 – 2,5	500 (300 – 800)	150 (100 -200)	1	2.000 (500 -3.000)	5 %/Jahr
Redox-Flow-Batterien	75 % (70 – 80 %)	0 - >200	300 – 500	1.000 – 1.500		10.000	0

Quelle: EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit

BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, S. 78

**Entwicklungsstand:**

Bei der Druckluftspeicherung (CAES) erzeugt ein elektrischer Verdichter Druckluft, die in unterirdischen Kavernen gespeichert wird. Bei der Entladung treibt die Druckluft einen Druckluftmotor oder eine Gasturbine an und erzeugt somit Strom. Heute gibt es weltweit lediglich zwei Druckluftspeicher (**320 MW in Deutschland, 110 MW in USA**), deren Wirkungsgrad jedoch noch bei 40 bzw. 54 % liegt. Durch weitere Optimierungen wird eine Erhöhung des Wirkungsgrads auf 62-70 % angestrebt. Erste Pilotanlagen sind bereits in Planung. Die Lebensdauer der Speicher wird auf 50 Jahre geschätzt.

Potenzial:

In Deutschland besteht mit den vorhandenen Salzkavernen ein großes Potenzial für weitere Druckluftspeicher. Das nutzbare Potenzial wird mit 27 TWh angegeben, womit eine 2-Wöchige Windflaute überbrückt werden könnte. Da es allerdings zu Stillstandsverlusten von 5 %/Tag kommt, wird eher der Einsatz zur kurzfristigen Verlagerung empfohlen.

Quelle: EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit
Hartmann, N. et al. (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland
BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren
Energien,

Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie VII.

Speicher
Druckluftspeicher

Laständerungsgeschwindigkeit:

Da die gewünschte Leistung innerhalb von 10-20 Minuten zur Verfügung steht, könnten Druckluftspeicher für die Minutenreserve eingesetzt werden. Auch ein Verwendung in der Sekundärregelleistung ist zukünftig nicht ausgeschlossen.

Kosten:

Die Investkosten für einen Druckluftspeicher werden in der Literatur mit 400 – 1.500 €/kW angegeben. Hinzu kommen Kosten für die Kavernen in Höhe von 40 – 100 €/kWh.

Zeitliche Umsetzung:

In größerem Maßstab werden Druckluftspeicher wohl erst ab 2020 zum Einsatz kommen. Aufgrund der längeren Planungsphasen und notwendiger Weiterentwicklungen sollte mit der Umsetzung allerdings schon heute begonnen werden.

Quelle: EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit
Hartmann, N. et al. (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland
BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien,



Das am weitesten entwickelte Konzept zur Langzeitspeicherung stellt die Power to Gas Technologie dar.

Folgendes grobes Rechenbeispiel:

- Investkosten Elektrolyseur: 1.000 €/kW zzgl. Netzanschlusskosten Gasnetz einmalig ca. 250.000 Euro.
- Kosten für Planung und Genehmigungsverfahren schwer schätzbar, da zu sehr standortabhängig. Annahme hier: 250.000 Euro
- Größe Power to Gas-Anlage: 1 MW
- Investkosten für Anlage, Netzanschluss und Planung: 1,5 Mio. €

- Mit der Mehrzahlungsbereitschaft aller Kunden der ok-power-zertifizierten Strommenge (6 TWh/a) könnten bei 0,1 ct/kWh 4 Elektrolyseure, bei 0,25 ct/kWh 10 und bei 0,5 ct/kWh rund 20 Elektrolyseure pro Jahr errichtet werden.
- Entscheidend ist bei P2G jedoch der Betrieb: Bei Rückverstromung des Wasserstoffs beträgt der Wirkungsgrad 35-55 %. Wenn für die eingesetzte kWh die EEG-Vergütung angesetzt würde, beträgt der Gaspreis für Wasserstoff ca. 30 ct/kWh. Setzt man den Strompreis auf 0, weil argumentiert wird, dass überschüssiger Windstrom andernfalls aberegelt würde, kostet das Gasgemisch vor der Rückverstromung deutlich weniger (in starker Abhängigkeit der Volllaststundenzahl). Insofern muss der Wasserstoff bei derzeitigen Preisen (falls der P2G-Betreiber dem Anlagenbetreiber die volle EEG-Vergütung zahlen muss) als nicht vermarktbar gelten und entsprechend bezuschusst werden.

**Entwicklungsstand:**

Der großtechnische Einsatz von Elektrolyse und Methanisierung findet bis heute lediglich in Pilot- und Demonstrationsprojekten statt. Diese weisen Leistungen von bis zu 6 MW auf. Höhere Leistungen sind geplant. Der Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette Stom-Gas-Strom liegt momentan nur bei 30 bis 35 %.

Potenzial:

Das deutsche Erdgasnetz bietet eine Speicherkapazität für über 200 TWh. Durch weiteren Ausbau kann dieses Potenzial auf rund 400 TWh wachsen. Zur vollständigen Nutzung dieses Potenzials müsste allerdings auch industrielles CO₂ (zusätzlich zu biogenem CO₂) für die Methanisierung zu EE-Gas zugelassen werden.

Bereitstellungsdauer:

Die Bereitstellungsdauer bei Power to Gas-Speicherung ist mit der vorhandenen Erdgasinfrastruktur nahezu unbegrenzt.

Kosten:

Die Investkosten für Elektrolyse-Anlagen betragen heute ca. 1.000 €/kW. Für die Methanisierungsanlage kann nochmal

mit Kosten in ähnlicher Höhe gerechnet werden, sodass der Invest für eine Power to Methan-Komplettanlage zwischen 2.200 und 2.300 €/kW beträgt.

Quelle: EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit
Franke, P. (2012): Strom- und Gasnetze: Zwei ungleiche Partner auf gemeinsamen Weg? BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien

Wirtschaftlichkeit:

Die entscheidende Größe für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung bildet die Preisdifferenz zwischen Überschussstrom und eingespeistem Gas. Zu den heutigen Preisverhältnissen ist kein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Über die zukünftige Entwicklung kann momentan keine Aussage getroffen werden. Es sollte überlegt werden, ob eine andere Art der Marktintegration für Power to Gas sinnvoll wäre und ob eine Änderung der Rahmenbedingungen (CO₂-Nutzung, Netzentgelte) sinnvoll sein könnte. Eine Nutzung des Gases ohne Rückverstromung bspw. im Verkehrssektor könnte eine Wirtschaftlichkeit schneller herbeiführen.

Zeitliche Umsetzung:

Aufgrund der hohen Kosten und der geringen Wirkungsgrade sollten zunächst andere Speichertechnologien verwendet werden. Da das Speicherpotenzial von Power to Gas und die Speicherdauer sehr hoch ist, ist die Technologie allerdings für eine zukünftige Vollversorgung mit erneuerbaren Energien bspw. zum Ausgleich saisonaler Schwankung zwingend erforderlich.

Quelle: EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit
Franke, P. (2012): Strom- und Gasnetze: Zwei ungleiche Partner auf gemeinsamen Weg?
BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien

Inhalt

9. Anhang

- 9.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 9.2 Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie
- 9.3 Weitere Informationen zum Stand von DSM**
- 9.4 Weitere Informationen zum Stand von Power to Heat
- 9.5 Weitere Informationen zum Zusammenspiel von Flexibilitätsmaßnahmen und Erzeugungsmanagement
- 9.6 Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark

Weitere Informationen zum Stand von Demand Side Management (DSM) I.

Im Folgenden eine beispielhafte Annäherung an die Wirtschaftlichkeit von DSM als Zusätzlichkeit. Ziel ist ein besseres Verständnis, mit wie viel finanziellen Mitteln wie viel Flexibilität bereitgestellt bzw. gemanagt werden kann.

KOSTEN

- Smart Meter: Aktuell werden intelligente Stromzähler angeboten zu Kosten für 80 – 150 €. Bereitstellung und monatliche Mehrkosten von ca. 8 - 10 €/Monat (Bsp. Yello Sparszähler online)
- „BEMI“ (Bidirektionales Energiemanagement Interface) + 2 Schaltboxen (zur Schaltung von 2 Haushaltsgeräten): 1.500 – 2.000 €
- Installation und Inbetriebnahme BEMI + Schaltboxen: 500 - 1.000 €
- Gesamtkosten einer DSM-Umrüstung pro Haushalt: ca. 2.000 – 3.000 € (Ø 2.500 €)
- Ausblick: In Zukunft können „Energy-Fritzboxen“ ohne Mehrkosten angeboten werden und Haushaltsgeräte können standardmäßig über IP-Adresse angesteuert werden. Dies führt zu einer erheblichen Kostenreduktion.

ERLÖSE

- Erlöse am Regelenergiemarkt durch Bereitstellung positiver/negativer Regelenergie durch Lastverlagerung
- Durch Verlagerung des Verbrauchs zu Niedrigpreiszeiten könnte der Ökostromeinkauf preisgünstiger erfolgen (ABER: heute noch nicht möglich, da die bilanzielle Abrechnung z.B. bei Haushaltskunden unabhängig vom tatsächlichen physischen Verbrauch erfolgt (Standardlastprofil-Verfahren))
- Vermeidung von Ausgleichsenergie und somit Verringerung der Ausgleichsenergiekosten

„Demand Side Management umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite.“

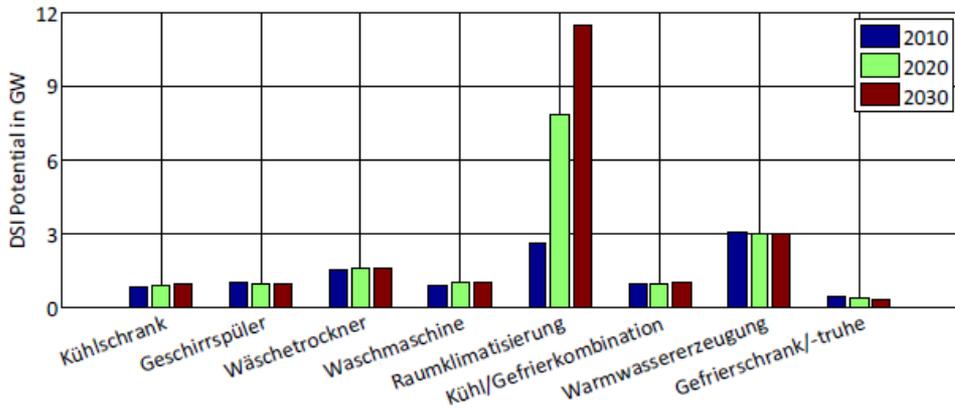
Gründe für die Verbrauchsbeeinflussung können sein:

1. **Technischer Natur**, z.B. Reduktion des Energieflusses wegen Überlastung von Netzbetriebsmitteln oder Erzeugungseinrichtungen oder Lastabwurf aufgrund von Netzstörungen.
2. **Kommerzieller Natur**, z.B. Vermeidung von kostspieligen Spitzenlasten oder Erhöhung des Verbrauchs bei Leistungsüberschuss (z.B. Windleistung) oder aufgrund vertraglicher Teilnahme am Regenergiemarkt mit positiver und/oder negativer Regelleistung.

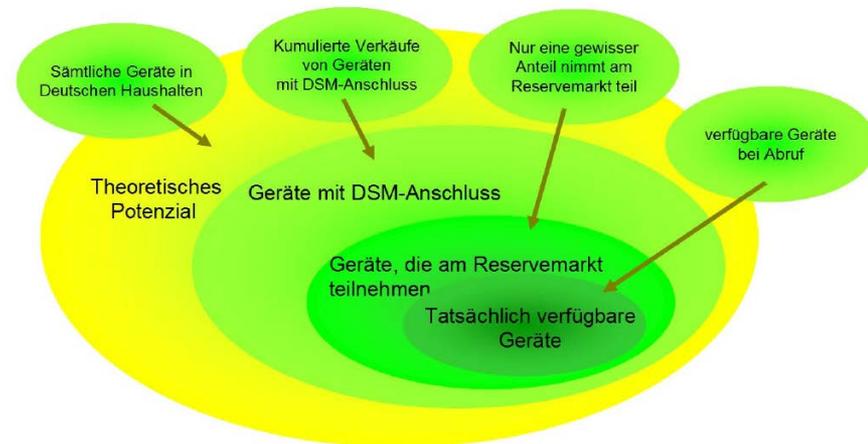
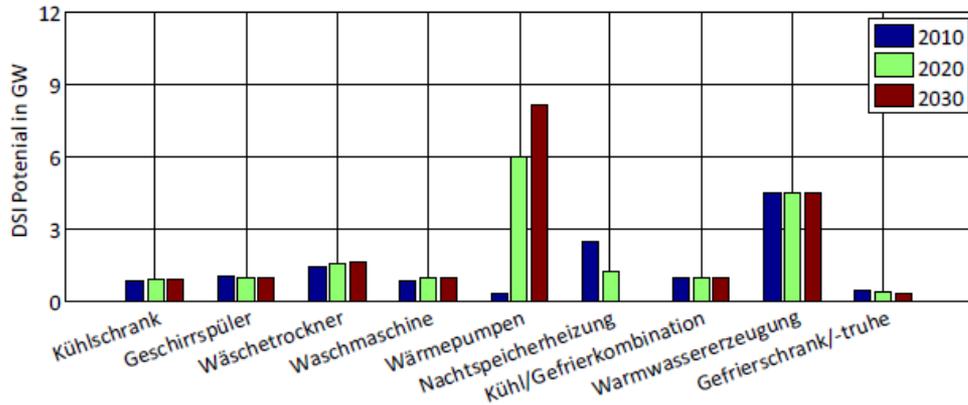
3. **Ökologischer Natur**, wie bestmögliche Ausnutzung vorhandener erneuerbarer Energie, z.B. durch das Laden nichtelektrischer oder elektrischer Speicher während Starkwindzeiten und Entladen der Speicher während Schwachwindzeiten.“

„Ein praktischer Einsatz von DSM erfolgt heute nur in der Industrie. Im Haushalts- und GHD-Bereich ist bisher kaum eine Umsetzung zu verzeichnen.“

Theoretisches DSI Potential im Bereich Haushalt, Sommerfall



Theoretisches DSI Potential im Bereich Haushalt, Winterfall



Das Lastverschiebungspotenzial in Haushalten ergibt sich im Wesentlichen nur durch einzelne wenige Geräte, die einen hohen Stromverbrauch aufweisen und auch für einen bestimmten Zeitraum abgeschaltet werden können. Daher umfasst das tatsächlich nutzbare Potenzial nur einen sehr geringen Teil des theoretischen Potenzials.



Bereitstellungsdauer:

Die Bereitstellungsdauer hängt vom Anwendungsfall ab und reicht von 15 Minuten (z.B. Kühl- und Gefriergeräte) bis zu mehreren Stunden (z.B. Waschmaschinen, Spülmaschinen).

Kosten:

Die Einführung von Smart Metern führt zu hohen Umrüstkosten. Unter Berücksichtigung von zusätzlichen IT-Anforderungen und Kostendegressionseffekten beziffert Ecofys¹ die Gesamtkosten (Smart Metering) auf 4,5 – 5 Mrd. €. Der Umstieg auf „intelligente“ Haushaltsgeräte bringt weitere Mehrkosten mit sich, bis sich hier ein entsprechender Standard etabliert hat. Durch die Verlagerung kann es bei bestimmten Geräten (z.B. Kühlschränken) zu Wirkungsgrad-verlusten und somit insgesamt zu einem erhöhten Strombedarf kommen. Demgegenüber schätzt die DENA Netzstudie II die durch die geschaffene Transparenz bedingte Verbrauchssenkung mit rund 2 % ab.

Wirtschaftlichkeit:

Eine ökonomische Untersuchung des Smart Meter-Potenzials von 2011² schätzt die Umrüstung nur bei einem geringen Teil der Haushalte (maximal 40 %, die einen entsprechend hohen Verbrauch besitzen) als wirtschaftlich ein. Eine flächendeckende Einführung wird aus rein wirtschaftlichen Aspekten als nicht sinnvoll betrachtet.

Zeitliche Umsetzung:

DSM im Haushaltsbereich sollte ab 2025 erfolgen. Da allerdings der großflächige Austausch von Elektrogeräten etwa 10 bis 15 Jahre in Anspruch nimmt, sollte bereits heute mit der Markteinführung begonnen werden.

Vorrangig sollten Haushalte mit vergleichsweise hohen DSM-Potenzialen angesprochen werden, also Haushalte mit hohen Verbräuchen aber auch elektrischen Wärmepumpen.

¹ Ecofys et al. (2009): Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler

² Frontier Economics (2011): Ökonomisches Potenzial für Intelligente Stromzähler in Deutschland

Quelle: BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, S. 34f.

**Kosten:**

- Smart Meter: aktuell werden intelligente Stromzähler angeboten zu 80 – 150 € für die Bereitstellung und Gebühren von ca. 8-10 €/Monat (Bsp. Yello Sparzähler online)
- „BEMI“* + 2 Schaltboxen (zur Schaltung von 2 Haushaltsgeräten): 1.500 – 2.000 €
- Installation und Inbetriebnahme BEMI + Schaltboxen: 500 - 1.000 €
- Gesamtkosten einer DSM-Umrüstung pro Haushalt: ca. 2.000 – 3.000 € (Ø 2.500 €)
- Ausblick: In Zukunft können „Energy-Fritzboxen“ ohne Mehrkosten angeboten werden und Haushaltsgeräte können standartmäßig über IP-Adresse angesteuert werden

Erlöse:

- Erlöse am Regelenergiemarkt aus Bereitstellung positiver/negativer Regelenergie durch Lastverlagerung
- Durch Verlagerung des Verbrauchs zu Niedrigpreiszeiten könnte der Stromeinkauf preisgünstiger erfolgen (ABER: heute noch nicht möglich, da die bilanzielle Abrechnung z.B. bei Haushaltskunden unabhängig vom tatsächlichen physischen Verbrauch erfolgt (Standardlastprofil-Verfahren; SLP))
- Vermeidung von Ausgleichsenergie und somit Verringerung der Ausgleichsenergiekosten

* Bidirektionales Energiemanagement Interface: IKT-Gateway, die die Kommunikation zum Kunden ermöglicht
Quelle: RegModHarz (2012): Abschlussbericht, S. 46 ff.



Erlöse durch die Vorhaltung negativer Minutenreserve:

- Durchschnittlicher Leistungspreis 2012: 2,96 €/MW pro Stunde ¹⁾
- Erlöse bei ganzjährige Vorhaltung: ca. 25.000 €/MW pro Jahr ¹⁾

Zur Erreichung der Mindestpoolgröße von 5 MW werden etwa 5.000 Haushalte benötigt. Ein Anbieter, der bereits am Regelenergiemarkt tätig ist, könnte zusätzliche DSM-Leistung direkt in sein Regelenergie-Portfolio integrieren.

Durch Vorhaltung von zwei Haushaltsgeräten am Regelenergiemarkt können ca. 5 – 10 €/a²⁾ bzw. 50 – 100 €/a³⁾ Erlöst werden

- Bei Investitionskosten von ca. 2.500 €/Kunde würde sich eine DSM-Maßnahme bei Haushaltskunden durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt aktuell wirtschaftlich nicht rechnen (Amortisationszeiten von 25³⁾ bis 500²⁾ Jahre)

Demand Side Management in Haushalten zur Teilnahme am Regelenergiemarkt ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich noch nicht darstellbar und wäre auf hohe Zuschüsse angewiesen.

Das zukünftige Potenzial für Kostensenkungen und Erlösverbesserung ist jedoch hoch.

Quelle: 1) eigene Berechnung; Datengrundlage für Leistungspreise 2012 auf www.regelleistung.net

2) bei 200 – 400 W durchschnittlich gebotener Leistung (HH-Geräte)

3) bei 2.000 – 4.000 W durchschnittlich gebotener Leistung (HH-Geräte mit Heizstab im WW-Speicher)

Weitere Informationen zum Stand von Demand Side Management (DSM) VII.

- Bereits heute gibt es mehrere Anbieter von Hardwarekomponenten im DSM-Bereich



- Zukünftig ist mit weiter sinkenden Kosten zu rechnen, sodass eine wirtschaftliche Umsetzung wahrscheinlicher wird.
- Die Abrechnung nach tatsächlichem Verbrauch (RLM-Abrechnung) für Haushaltskunden könnte weitere Anreize zur Lastverlagerung schaffen.

9. Anhang

- 9.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 9.2 Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie
- 9.3 Weitere Informationen zum Stand von DSM
- 9.4 Weitere Informationen zum Stand von Power to Heat**
- 9.5 Weitere Informationen zum Zusammenspiel von Flexibilitätsmaßnahmen und Erzeugungsmanagement
- 9.6 Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark

Beispielkalkulation:

Auf Basis der Projektes der Stadtwerke Flensburg wird folgender Geschäftsfall kalkuliert:

Nach wie vielen Jahren amortisiert sich der Elektrodenheizkessel (Regelenergiebereitstellung wird nicht berücksichtigt)?

- 30 MW Elektrodenheizkessel
- Investitionskosten: ca. 2 Mio. €
- Betrieb, wenn der Börsenpreis am Day Ahead-Markt (MCP) kleiner 10 €/MWh ist (Datenbasis Jahr 2012)
- Es ist noch unklar, ob zuzüglich zum Großhandelspreis noch Netzentgelte, Umlagen sowie Stromsteuer gezahlt werden müssen (Aussage Stadtwerke Flensburg: „Hierzu stehen wir momentan noch in Gesprächen mit den Netzbetreibern und Behörden.“)

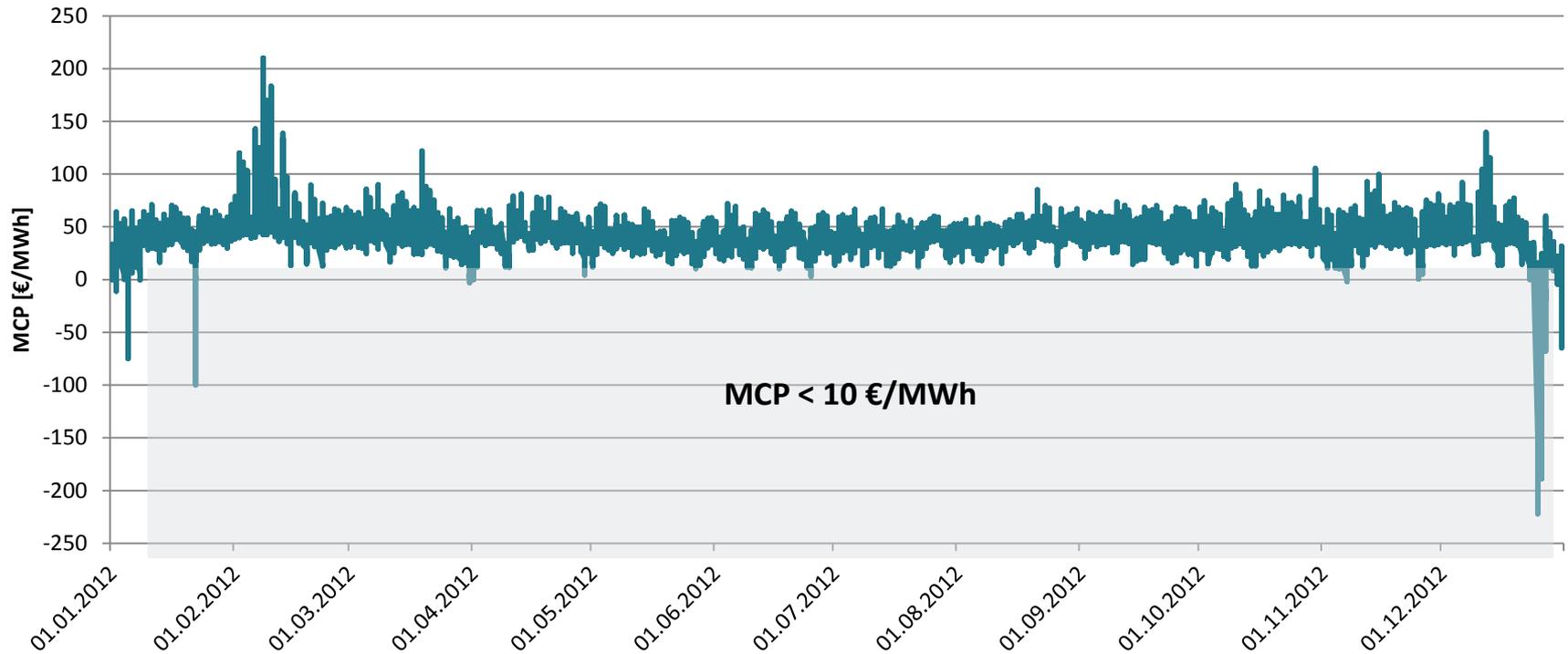
- Wärme wird über das Fern- bzw. Nahwärmenetz veräußert
- Wärme müsste sonst durch eine GuD-Anlage erzeugt werden (Gesamtwirkungsgrad: ca. 90 %, thermischer Wirkungsgrad: ca. 40 %)
- Gaspreis:
 - Großhandelspreis ca. 45 €/MWh
 - Gassteuer, Konzessionsabgabe (Sondervertragskunde), Netzentgelte + ca. 15 €/MWh

= ca. 60 €/MWh
- Berechnung erfolgt unter Berücksichtigung der Gradtagszahlen für 2012

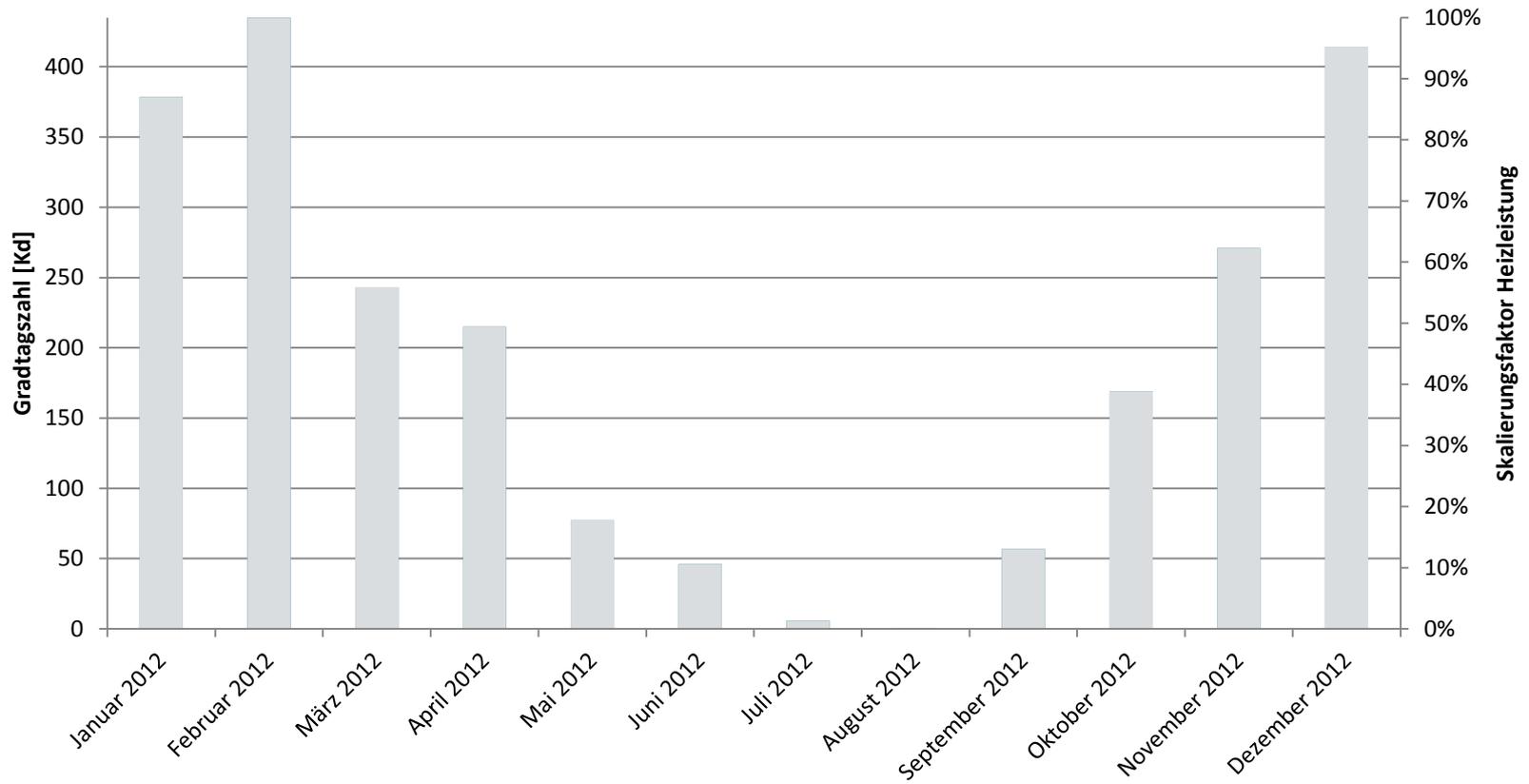
Weitere Informationen zu Power to Heat II.

Beschreibung Geschäftsfall

Beispielkalkulation: 121 Stunden mit MCP < 10 €/MWh



Beispielkalkulation: Gradtagszahlen als Skalierungsfaktor der Heizleistung



Quelle: Institut Wohnen und Umwelt: Gradtagszahlen 2012 Wetterstation Hamburg-Fuhlsbüttel.

Beispielkalkulation (ohne Berücksichtigung möglicher Netzentgelte, Umlagen und Steuern):

- Jahresenergiemenge, die in Wärme gewandelt wird: 3.063 MWh/a
- Strombezugskosten für Energiemenge: - 88.273 €/a (entspricht -28,82 €/MWh)

- Eingesparte Gasmenge 3.403 MWh/a (bei $\eta = 90\%$)
- Eingesparte Gasbezugskosten pro Jahr: 153.150 €/a (bei 45 €/MWh)

- **Jährliche Gesamterlöse/-einsparungen:** **241.423 €/a**

- Amortisationszeit (statische Amortisation): 2 Mio. € / 241.423 €/a = **8,28 Jahre**

- **Jährliche CO₂-Einsparung (200 g/kWh Erdgas):** **680,6 t**



- **Beispielkalkulation (mit Berücksichtigung möglicher Netzentgelte, Umlagen und Steuern):**
 - Jahresenergiemenge, die in Wärme gewandelt wird: 3.063 MWh/a
 - Strombezugskosten für Energiemenge: - 88.273 €/a (entspricht -
28,82 €/MWh)
 - EEG-Umlage (stromintensives Unternehmen
mit 3 GWh/a: 10 % EEG-Umlage): 16.163 €/a (entspricht
5,277 €/MWh)
 - Stromsteuer
(Entlastung für Unternehmen des prod. Gewerbes): 47.078 €/a (entspricht
15,37 €/MWh)
 - Offshore-Umlage: 3.531 €/a (entspricht 1,15
€/MWh)
 - KWK-Umlage 765 €/a/3063 (entspricht
0,25 €/MWh)
 - §19-Umlage: 765 €/a/3063 (entspricht
0,25 €/MWh)
 - Netzentgelte: 28.179 €/a (entspricht 9,20
€/MWh)

- **Beispielkalkulation (mit Berücksichtigung möglicher Netzentgelte, Umlagen und Steuern):**
 - Eingesparte Gasmenge (vermied. Wärmeproduktion) 3.403 MWh/a (bei $\eta = 90\%$)
 - Eingesparte Gasbezugskosten pro Jahr: 204.180 €/a (bei 60 €/MWh)
 - **Jährliche Gesamterlöse/-einsparungen:** **195.972 €/a**
 - Amortisationszeit (statische Amortisation): 2 Mio. € / 195.972 €/a =
10,21 Jahre
 - **Jährliche CO₂-Einsparung (200 g/kWh Erdgas):** **680,6 t**

Quelle: Eigene Berechnung, IWR CO₂-Rechner.

Inhalt

9. Anhang

- 9.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 9.2 Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie
- 9.3 Weitere Informationen zum Stand von DSM
- 9.4 Weitere Informationen zum Stand von Power to Heat
- 9.5 Weitere Informationen zum Zusammenspiel von Flexibilitätsmaßnahmen und Erzeugungsmanagement**
- 9.6 Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark

**1. Fall: „Wind + windgeführte KWK-Anlage“**

Idee: Es werden ein Windpark und eine KWK-Anlage betrieben und in einem Bilanzkreis integriert. Die Windstromproduktion ist dabei die Führungsgröße. Sobald kein oder nicht ausreichend Strom durch den Windpark produziert wird, übernimmt die KWK-Anlage die (verbleibende) Stromproduktion, um die Nachfrage zu bedienen.

Bewertung: Durch dieses Zusammenschalten von FEE mit regelbaren umweltfreundlichen KWK-Anlagen wird erreicht, dass in Starkwindzeiten die KWK-Anlagen gedrosselt oder abgeschaltet („Warmreserve“) werden können und somit das Erdgas (oder Biomethan) im Boden (oder Speicher) verbleibt. Das Erdgas (bzw. Biomethan) kann somit durchaus saisonal gespeichert werden und steht zu jedem beliebigen Zeitpunkt (also bei jeder Flaute) zur Verstromung in der KWK-Anlage zur

Verfügung. Somit kann indirekt und ohne großen Kostenaufwand eine „Power to Gas-Funktionalität“ nachgebildet und konventionelle Energieträger möglichst eingespart werden.



2. Fall: „Wind + windgeführte KWK-Anlage + Integration von Speichern + DSM“

Idee: Als Erweiterung des ersten Falls könnten zusätzlich Speicher und/oder DSM integriert werden. Hier könnten produzierte Mengen, die nicht verbraucht werden, gespeichert werden und bei erhöhter Nachfrage oder schwacher Produktion weiterhin die Nachfrage bedienen. Sollte der Speicher seine Kapazitätsgrenze erreichen, könnte wieder ein Verkauf der Mengen über den Spotmarkt getätigt oder entsprechend kundenseitige Nachfrage geschaffen

Bewertung: Es wäre zu klären, mit welchen Kosten der Speicher und DSM betrieben werden können und welche Speichertechnologie zur Anwendung kommt. Dieser Fall wäre nur dann dauerhaft wirtschaftlich, wenn durch den Speicher- und DSM-Betrieb Erlöse werden, die die Investition in den Speicher und DSM-Maßnahmen refinanzieren.

DSM-Maßnahmen können dann vor allem zur CO₂-Reduktion und größeren Aufnahme von EE-Mengen beitragen, wenn KWK-Anlagen im stromgeführten Modus mehr Wärme produzieren als gespeichert werden kann und diese folglich ungenutzt abgegeben werden müsste (z.B. bei längerer Flaute). Hier könnte das Abschalten von Lasten den KWK-Einsatz reduzieren.

Als Erweiterung dieses Falls beteiligen sich alle aufgeführten Flexibilitätsoptionen am **Regelenergiemarkt** (für positive und negative Minutenreserve). Hier können Zusatzerlöse erwirtschaftet werden, die helfen, die notwendige Infrastruktur (Hard- und Software-komponenten für das virtuelle Kraftwerk) teilweise zu refinanzieren. Hierfür müssten FEE zunächst einmal der Zugang zum Regelenergiemarkt gewährt werden. Bislang ist dies nur bei steuerbaren EE der Fall. Über die Regelenergiebereitstellung könnten FEE Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen.

Inhalt

9. Anhang

- 9.1 Auswirkungen des Ausbaus der EE
- 9.2 Weitere Informationen zum Stand der Speichertechnologie
- 9.3 Weitere Informationen zum Stand von DSM
- 9.4 Weitere Informationen zum Stand von Power to Heat
- 9.5 Weitere Informationen zum Zusammenspiel von Flexibilitätsmaßnahmen und Erzeugungsmanagement
- 9.6 **Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark**

Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark I.

Wirkungspsychologischer Erklärungsansatz des Steinweg Instituts

von Georg Stark

Unsere wirkungspsychologischen Untersuchungen beschreiben den Energiekunden in seiner Beziehung zum jeweiligen Versorger (gleichgültig welcher Couleur) als grundlegend unterschiedlich zu allen anderen Konsumbeziehungen. Die reibungslose Inanspruchnahme von Strom-, Gas- und Wasserlieferungen ist gewiss kein Produktkonsum im herkömmlichen Sinne – auch kein in der Art der so genannten „Commodity“. Die Energieversorgung ist vielmehr konstituierend für die Sicherstellung unserer **Alltagsnormalität** und damit in einer Weise „systemrelevant“, dass wir alle praktisch nie frei über sie verfügen (können, oder genauer: wollen). Diese existenzielle Abhängigkeit von einem technischen und damit tendenziell fragilen System muss (damit sie uns nicht ständig beunruhigt) als etwas „total Selbstverständliches“ verdrängt werden. Dieser Verdrängungsvorgang sorgt dafür, dass sich die Versorgungsbeziehung weitgehend uniform nach dem unbewussten Archetypus der ‚nährenden großen Mutter‘ inszeniert, die ausnahmslos alle Verbraucher in Abhängigkeit hält. Das illustriert das nebenstehende Chart: Unser wirkungspsychologischer Denk- und Erklärungsansatz sieht jedes EVU gefordert, die entwicklungspsychologischen Abhängigkeitsphasen seiner Kunden-„Kinder“ im Beziehungsarchetypus „Mutter“ zu managen. Erst so lässt sich die eigenartig ambivalente Treue der Verbraucher verstehen: Auch nach 15 Jahren wechselt die überwältigende Mehrheit der Kunden ihren Versorger nicht – trotz konstanter Unzufriedenheit und erklärter Wechselbereitschaft.

Die meisten Energiekunden sehen sich (unbewusst) in einer existenziellen („kindähnlichen“) Abhängigkeit zum aktuellen EVU – sozusagen „auf Gedeih und Verderb ausgeliefert“. Daher wechselt die überwiegende Mehrheit der Verbraucher nicht, sondern lernt im Verlauf des Lebens mit dieser ambivalenten Abhängigkeit ökonomisch umzugehen: Indem sie dieses Gefühl der existenziellen Abhängigkeit konsequent verdrängen, so dass es nur ab und zu wiederkehrt, dient es in ihrem Alltag als ein Indikator für das Gefühl der Alltagsnormalität.

Dieses Abhängigkeit erzeugende und Alltagsnormalität garantierende Beziehungssystem gilt für alle Versorgungstypen gleich: zum Grundversorger genauso, wie zu einem Billig- oder Ökoanbieter. Wir bezeichnen es in unserem wirkungspsychologischen Modell als der „große Energiekreis“. Wegen seines zentralen, alltäglichen, allerdings systematisch gering geschätzten bzw. verdrängten Stellenwerts eines EVU, können wir hier auch von einer „stillen Hintergrundwirksamkeit“ sprechen. Und ohne diesen spezifischen psychologische Stellenwert der EVU im Verbraucheralltag, lässt sich die spezielle Wirkung von Anbietern im fÖM auch nicht richtig verstehen und strategisch managen:

Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark II.

(Unsere laut jüngster Umfrage der Beratungsgesellschaft Accenture vom September d. J. gaben nur 51 Prozent an, mit dem eigenen Energieversorger zufrieden zu sein, 13 Prozent weniger als im Vorjahr. Dennoch können sich lediglich 22 Prozent dieser Befragten vorstellen, den Anbieter zu wechseln. Im Vorjahr lag die Wechselbereitschaft unter den Verbrauchern noch bei 35 Prozent.)

Schließlich existierten die Ökostromanbieter nicht allein für sich, losgelöst von dem „großen Energieversorgungskreis“. Im Gegenteil: Sie **profitieren** wie in einer Art Symbiose von ihm, wenn er sich – wie vor zwei Jahren durch den Fukushima-GAU – u. ä. Versorgungsspannen selbst diskreditiert. Die Ökostrommarken könnten sich auch nur vor diesem großen Wirkungsrahmen **profilieren**, indem sie sich in solchen Beziehungskrisen des großen Kreises für die aufgestörten Verbraucher als der kleine und vertrauenswürdige Versorgungskreis anbieten.

Die Ökoanbieter wirken also ausschließlich vor diesem allgemeinen zur Gleichgültigkeit neigenden Versorgungshintergrund als ein attraktives Alternativangebot – nämlich als eine vermeintlich definitive Lösung des oben beschriebenen Unbehagens: Lieferant einer absolut reinen Energie, Garant der Gerechtigkeit für alle Kunden oder Vorkämpfer für die nachhaltige Umwelt- und „Weltrettung“ etc.

Das nebenstehende Chart illustriert den nächsten Entwicklungsschritt in unserem Denkmodell: Der große „sündige“ Kreis (gedankenlose Alltagsnormalität, sichere Energieversorgung mit „schmutzigem“ grauen Strom) im Hintergrund und im Vordergrund der kleine „unbefleckte“ Kreis (umweltbewusster aktiver Einsatz für die „Energiewende“, EE und Engagement für „reinen“ grünen Strom).

Die Transformationsstufen der Energieversorgung



Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark III.

Diese schematische Darstellung der derzeitigen Marktsituation des FÖM als ein Figur-Hintergrund-Verhältnis erweist sich als praktisch und hilfreich, wenn man die Bereitschaft aufbringt, die Ökostromanbieter in einer vitalen wechselseitigen Interaktion mit dem übrigen Markt zu betrachten: Als eine immanente wirkungspsychologische Spannung zwischen zwei Wertesystemen (Gut gegen Böse, Klein-David gegen Groß-Goliath).

Nur so erschließt sich die besondere ‚seelische Ökonomie‘ der heute so auffällig ambivalenten Verbraucher: Einerseits allgemein für die Energiewende stimmen, aber dann sich gegen den konkreten Ausbau von Stromtrassen, oder Windkraftwerken vor Ort wehren (NIMBY-Effekt). Verbraucher hegen zwar für den Klein-David Sympathie, zugleich sind sie aber seelisch abhängig vom großen Versorgungskollektiv, das ihnen das sichere Gefühl der Alltagsnormalität garantiert. Unsere vielen Tiefeninterviews mit Kunden der Ökostromanbieter, die wir in letzten Jahren

durchgeführt haben, belegen immer wieder, dass selbst aktiv engagierte Ökostromkunden sozusagen nur mit einem Bein im keinen reinen Kreis stehen und dabei (gedankenlos) „übersahen“, dass sie mit dem anderen Bein weiterhin im großen Kreis stehen. Beispielsweise alle Ökotarifkunden, die eine Warmmiete zahlen oder Hausbesitzer, die ihre Wärmepumpe mit dem verbilligten Tarifs eines Stromkonzerns betrieben etc.

Die Analysen der Wechselkunden, die zum Teil sogar mehrfach zwischen einem Grün- und Graustromtarif hin und her wechseln,

der Gewerbekunden, von denen zahlreiche nur mit ihrem Betrieb bei einem Ökoanbieter sind, privat aber weiter bei ihrem alten Versorger geblieben sind, oder der Kunden, die sich in zahlreichen neu entstandenen Energiegenossenschaften für ökologische Ziele engagieren, aber weiterhin Graustrom konsumieren - sie alle zeigen, dass der heutige Energiemarkt inzwischen zwischen „reinem Grün“ in der Mitte und dem „Grau“ am Rand viele Transformationsstufen ausgebildet hat. Sie zeigen aber auch, dass diese Zwischenformen – sowohl bewusst konsumieren im kleinen („reinen“) grünen Kreis, als auch gedankenlos im großen grauen Versorgungskreis verweilen – nicht eine Ausnahme, sondern Regel ist. Der nebenstehende Chart illustriert das: Der Markt bietet für Kunden inzwischen mehrere fein abgestufte Übergangsformen an, wo sie ihre bedarfsgerechte Position zwischen den beiden diametralen Wertesystemen wählen können, so dass wir zwischen „Öko-Aktivisten“ im kleinen Kreis und passiven Kunden der „alten“ Versorger im großen Kreis entsprechend mannigfache Zielgruppen vorfinden.

Zwischen „rein“ Grün und „schmutzig“ Grau wirkt eine psychologische Wertespannung, die wir in der nebenstehenden pyramidenartigen Figur illustrieren (Chart). Mit ihr können wir nun plausibel zu erklären, weshalb Ökomarken mit einem besonders profilierten Qualitätsanspruch es viel schwerer haben, Kunden zu halten: Je höher auf dem Stufenmodell und je näher an dem ökologischen Ideal sich ein Anbieter mit seiner Marke positioniert, je höher das Umweltbewusstsein, desto höher der psychologische

Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark IV.

Druck, dem er seine Kunden aussetzt, diesen Qualitätsanspruch sich selbst und seinen Mitmenschen gegenüber unter Beweis zu stellen bzw. diesen besonderen Aufwand (Produktpreis, Investitionen, Disziplin) zu begründen bzw. zu rechtfertigen. Angelehnt an den zeitgenössischen Philosophen Peter Sloterdijk nennen wir diese besondere Ambition „Vertikalspannung“.

Mit dem Pfeil „Vertikalspannung“ markieren wir in unserem Modell die zur Überwindung der eigenen Trägheit und Gedankenlosigkeit nötige seelische Energie. Wir können damit beispielsweise erklären, warum die relativ anspruchsvoll positionierten Ökostrommarken unter einer recht hohen Stornoquote leiden, während andere Ökoanbieter, die sich nicht so anspruchsvoll positionieren und sich sogar mit dem Vorwurf auseinandersetzen müssen, ihren Öko-Anspruch zu „verwässern“, trotzdem (oder gerade deswegen) relativ gut da stehen.

Die befragten Kunden bescheinigen der Umweltschutzorganisation Greenpeace e. V. die höchste Glaubwürdigkeit und das tun nicht nur die „Ökos“, sondern die meisten „normalen“ Kunden auch. Gewiss wird dies durch den Umstand befördert, dass auch die Medien bei jedem Umwelt- oder Energieskandal entsprechende Greenpeace-Experten als kompromisslos engagierten Kronzeugen in Szene setzen. Aus diesem Grund ist es angebracht, diese Marke in unserem Modell als Sinnbild für die höchste

Glaubwürdigkeitsinstanz einzusetzen. Sie steht hier für maximale Ansprüche an die Stromreinheit verkörpert das ökologische Ideal samt der damit verbundenen maximalen „Vertikalspannung“ und stellt das Pendant zu dem als „Greenwashing“ bezeichneten „laxen“ Umgang mit den Reinheitskriterien im großen Kreis dar.

Unser wirkungspsychologischer Erklärungsansatz kann schließlich auch die Diskussion zur „Zukunft des freiwilligen Ökostrommarktes“ zweckdienlich unterstützen, weil er vor der Denkfalle bewahrt, das Ökostrom-Marktsegment nur für sich allein zu betrachten, indem er erklärt, warum Verbraucher z. T. wiederholt zwischen einem Öko- und Graustromtarif hin und her wechseln. Die Öko-Angebote werden in der Regel spontan und demonstrativ wahrgenommen, um das Engagement gegen einen gedankenlosen Energiekonsum für sich und sein soziales Umfeld zu markieren. Nach einer Weile, weicht aber diese seelische „Generalmobilmachung“ dem „grauen Alltag“ und die Verbraucher kehren dann oft unspektakulär und stillschweigend zu konventionellen Tarifen zurück. Sie reduzieren so den mit dem Bezug von Ökostrom verbundenen Grad an Bewusstheit und Rechtfertigungsdruck (Zusätzliche Vorteile, Begründung der Mehrkosten).

Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark V.

Das sollte eine weiterführende Diskussion zum Zusatznutzen von Öko-Energiemarken bedenken. Die Energiekunden können sich nur in den relativ kurzen Momenten der Bewusstheit mit all den fachlichen Detailkriterien auseinandersetzen. In den meisten Alltagssituationen sind sie dazu nicht in der Lage und könnten dann auch kaum Ökostrom vom EEG-Strom und Grünstrom von Greenwashing unterscheiden. Je mehr und komplexer die fachlichen Argumente, desto mehr werden sie als Zumutung erlebt.

Für die Wettbewerbssituation der Anbieter auf dem fÖM bedeutet es: Je höher der Qualitätsanspruch eines Anbieters und je näher er am ökologischen Ideal positioniert ist, desto mehr gerät diese Ökoenergiemarke in eine splendid isolation. Zwar ist eine solche Marke als Indikator für Glaubwürdigkeit, Integrität und Kompromisslosigkeit durchaus attraktiv, aber durch das mit der „Vertikalspannung“ einhergehenden hohen Maß an Bewusstheit zunehmend eine Last und insofern auf Dauer alltagsuntauglich.

Das Wirkungsmodell erlaubt es m. E. auch die oben referierten quantitativen Umfrageergebnisse aus einem System heraus zu erklären:

1. Energiekunden sind aufgrund ihrer oben spezifizierten Konsumhaltung (großer Kreis) nur im geringen Umfang und

unter bestimmten, relativ seltenen Umständen bereit, ihre Versorgungssituation und das Energieprodukt bewusst zu reflektieren.

2. Energiekunden erwarten von ihrem Versorger zweierlei: Sowohl ein substanzielles Engagement für die Ziele der Energiewende (Umstieg auf EE und Energieeffizienz) als auch die konsequente Sicherstellung der Alltagsnormalität durch den „selbstverständlichen“, wenig bewussten Energiekonsum. Insofern legen sie durchaus viel Wert darauf, dass sich ihr Anbieter auch beim Bau neuer EE-Anlagen engagiert. Das Engagement steht für eine attraktive, die Glaubwürdigkeit steigernde Ausrichtung auf das ökologische Ideal.

Auf der unbewussten, archetypischen Ebene wirkt das EVU hier als „Mutter“-Figur und Zentrum des Versorgungskollektivs attraktiv, weil es dem Kunden-„Kind“ den Aufwand des individuellen Einsatzes erspart. Aber auch das Engagement des EVU muss sich in den „normalen“ Energiealltag störungslos einfügen und nicht (z. B. durch Geräuschemissionen bei WK-Anlagen, durch „Verspargelung der Landschaft“, durch einen zu hohen Energiepreis etc.) zu viel Aufmerksamkeit für sich beanspruchen.

Wirkungspsychologischer Ansatz zum Ökostrommarkt – von Georg Stark VI.

2. Aufgrund der oben dargestellten unbewussten Abhängigkeit sind Energiekunden weder konfliktfähig noch bereit, Partei für eine bestimmte Position einzunehmen. Aus diesem Grund verlangen sie (wie es die Standardbefragungen belegen) mehrheitlich nach einer einheitlichen Zertifizierungsstelle, die, wie im Wirkungsmodell dargestellt, quasi als absolut glaubwürdige, integre und kompromisslose Instanz über allem steht. Mehrere Ökostrom-Labels verwässern das ökologische Ideal und desorientieren die Verbraucher.
3. Das Modell belegt schließlich auch die prinzipielle Mehrzahlungsbereitschaft der Energiekunden. Diese ist ein Ausdruck der an die „Vertikalspannung“ gekoppelten Opferbereitschaft. Allerdings müssen diesen Mehraufwand alle Kunden im gleichen Maße tragen. Eine Diskussion, wie wir sie aktuell im Zusammenhang mit der EEG-Abgabe erleben und die das Energiekundenkollektiv in drei Lager spalte, konterkariert die prinzipielle Bereitschaft sich für die Energiewende und das ökologische Ideal einzusetzen.

Unserer Auffassung nach kann diese wirkungspsychologische Sicht des fÖM davor bewahren, sich in den vielen physikalischen und ökologischen Detailfragen im Rahmen der Zusatzlichkeiten-Debatte zu verlieren. Kunden brauchen keine neuen, „zusätzlichen“ Argumente, sondern (Neu) Orientierung. Denn seit dem die „Energiewende“ zur offiziellen energiepolitischen Leitlinie erklärt wurde, verlor das alte und trennscharfe Schwarzweiß-Schema (die

Klein-Davids als die „Reinen und Guten“ –die Groß-Goliaths hingegen als die „Dreckigen und Bösen“) seine Berechtigung. Die Verbraucher erwarten jetzt kein „entweder, oder“, sondern eine Lösung für diese Fragen: Wie kann ich mich als ‚Gute(r)‘ im gegenwärtigen System engagieren, ohne von den ‚bösen‘ Großen vereinnahmt und funktionalisiert zu werden? Wie kann der/die ‚Kleine‘ die ‚Großen‘ zur Transformation motivieren/zwingen, ohne die Öko-Ideale zu „verraten“. Kurzum: es geht nicht mehr um Weichenstellung und Polarisierung, sondern um den gemeinschaftlichen Unsetzungsprozess, also um Interessen- und Lastenausgleich – um ein „Sowohl, als auch“

Für die Kunden sind bei einem Ökostrom-Label nicht die fachlichen, im Detail ohnehin oft unverständlichen Angaben maßgebend, sondern der real feststellbare Fortschritt (die Energie- und Geldersparnis bzw. -gewinn) und die Sicherheit/Vertrauen, zu den ‚Guten‘ und ‚Cleveren‘ zuzugehören.

Die Konsequenz daraus für den fÖM ist:

1. **Verzicht auf weitere Unterscheidungs- und Abgrenzungskriterien („Zusätzlichkeiten“)**
2. **Übernahme der Führung bei der Energiewende-Diskussion**
3. **Unterstützung kompletter Transformationsprozesse**
4. **Praktische Umsetzung vor Ort in konkreten Projekten.**