

# **Repowering von Photovoltaik-Anlagen - Anreize und Beschäftigungseffekte**

Dipl.Ing. Gerd Schlag

Fachliche Beratung: Dr.-Ing. Uwe Hartmann / DGS Berlin

Forschungsauftrag der Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf, 2014

Kurztitel: PV-Repowering

*Derzeit befinden wir uns noch in einer trial-and-error-Situation – mit einer Vielzahl konkurrierender Konzepte, die mehr oder weniger durchdacht sind und deshalb leicht gegeneinander ausgespielt werden können. Darin liegt das eigentliche Realisierungsproblem des Energiewechsels.*

Hermann Scheer, 2010

## Kurzfassung

Die Energiewende steht aufgrund steigender Umlagen und Strompreise bei sinkenden Photovoltaik-Preisen an einem Wendepunkt, der für die Erfolgsgeschichte EEG neue Probleme aufwirft.

Die für PV-Altanlagen noch ausstehende Summe der Einspeisevergütung liegt mittlerweile über dem heutigen Preis einer Neuanlage. Bisher unbemerkt blieb, dass eine Modernisierung (Modul- oder Wechselrichter-Austausch) zu mehreren Milliarden Euro Vergütungs-Zugewinn bei den Anlagenbetreibern führt, die von den Umlagezahlern aufzubringen ist. Dieser Zugewinn wird von derzeit 'nur' 270 Mio.€ auf mindestens 4,3 Mrd.€ zusätzlicher Umlage ab 2021 steigen - jeweils über 10 Folgejahre verteilt von aktuell 32 Mio.€ auf 500 Mio.€ jährlich. Ohne politisches Eingreifen wird das EEG hier zu einem Vertrag zu Lasten Dritter und erlaubt unbeabsichtigten Stromdiebstahl via EEG-Umlagemechanismus als Geldstromleiter.

Eine konstruktive Lösung zur Beseitigung dieser Gerechtigkeitslücke wäre, die Vorteile des technischen Fortschritts vom Mitnahmeeffekt für Einzelne in eine Teilhabe Aller umzuwandeln. Vorgeschlagen wird demgemäß eine simple EEG-Korrektur und eine gemeinnützige 'Restlaufzeit-Fabrik' mit diversen Potentialen für PV-Strom, Beschäftigung und soziale Beteiligung:

a) Das EEG (2012 §32.5 bzw. EEG 2014 §49.4) ist dahingehend zu ändern, dass bei einer ertrags-steigernden PV-Anlagen-Modernisierung (Teileaustausch, Nachführung) ein Vergütungssatz gezahlt wird, der sowohl für die Anlagenbetreiber als auch die Umlagezahler kostenneutral ist. Das Umlageprocedere bliebe bei dieser Lösung gleich. Wenn man dies darüber hinaus als Neu-Inbetriebnahme mit erneuter Garantiezeit betrachtet, sinkt die jährliche Umlagebelastung sogar etwas aufgrund der zeitlichen Streckung.

b) Den Betreibern von Altanlagen, deren ausstehende Vergütungssumme über dem heutigen Preis einer Neuanlage liegt, sollte (als Ausgleich der nachträglichen Rechtsänderung) ein kostenneutrales PV-Repowering ermöglicht werden. Als Investitionszuschuss kauft ihnen eine zu gründende 'Restlaufzeit-Fabrik gGmbH' in Regie der Sozialpartner ihre weiterverwendbaren Altmodule ab, die sie prüft und kostengünstig mitsamt 10 Jahren Restgarantie an soziale/kommunale Projekte verkauft (Schulen in D oder Entwicklungsländern, Energiegenossenschaften, Notstrom im Katastrophenschutz, Parkscheinautomaten o.ä.). Zur Vereinfachung wäre eine weitere EEG-Änderung sinnvoll, wenn auch nicht zwingend erforderlich: Damit die Restlaufzeit-Fabrik ohne großen Finanzaufwand arbeiten kann, sollte der Rückkaufpreis als 1-2 Cent "Repowering-Zuschuss" zur Vergütung gezahlt, und der Verkaufspreis der "Restlaufzeit-Module" auf das EEG-Umlagekonto überwiesen werden. Die kurzzeitige, geringfügige Kontobelastung würde dabei überkompensiert.

Das Verfahren verhindert nicht nur a) die ungerechtfertigte Belastung der Umlagezahler, sondern ist b) zugleich ein Beitrag zur arg vernachlässigten sozialen Seite der Energiewende. Die Studie zeigt, dass es allein durch eine Rechtskorrektur und die Selbstorganisation der Zivilgesellschaft machbar ist. Man muss es nur wollen.

Als Diskussionsgrundlage wurden die Mindestmengen an Repowering-Kandidaten für 2014 ermittelt (durch Rekonstruktion ihrer Wirtschaftlichkeitsberechnung), und mit kostenneutralen Vergütungen und Zuschüssen für sowohl eine gleichbleibende wie erneute Garantiezeit berechnet. Schon bei der allerkleinsten Gruppe mit 30 Tsd. Anlagen und 120 MW Gesamtleistung ergeben sich - neben den repowerten Altanlagen - rd. 46 MW Restlaufzeit-Anlagen für Sozialprojekte und mehrere hundert Arbeitsjahre. Quasi 'kostenlos', da sich die Kosten durch Umschichtung und zeitliche Streckung der Vergütung refinanzieren, und mit wahlweise gleicherbleibender oder sinkender Umlage.

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>1. Neue Probleme der EEG-Vergütung.....</b>	<b>6</b>
Problem: Die ausstehende Vergütungssumme ist größer als der Neuanlagepreis .....	6
Problem: Vergütungsgewinn beim Modultausch.....	7
Problem: Vergütungsgewinn beim Wechselrichtertausch.....	9
Problem: Umlagesteigerung durch Vergütungszugewinne .....	10
Vorschlag: Kostenneutrale Vergütung bei Ertragssteigerung .....	10
<b>2. Identifizierung von Repowering-Kandidaten.....</b>	<b>13</b>
Datenbasis .....	13
Komplettanlagen-Preise.....	13
Kosten und Kostenanteile bei PV-Anlagen.....	14
Arbeitskosten, Modul- und Wechselrichter-Preise .....	14
Solarerträge - EE-Anlagenregister nach EEG / DGS-EnergyMap .....	15
Methode zur Identifizierung der Repowering-Kandidaten.....	16
Berechnungsparameter des Auswertungsprogramms .....	17
Vergleichswert: Kostendeckender Mindest-Ertrag in kWh/kWp.....	18
Vergleichswert: Mindestertrag 'MinUrban5%' / JRC .....	21
Vergleichswert: MinPLZone - Mindesterträge 2012 auf Basis der PV-Ertraege.de..	22
Vergleichswert: Umkreis-Mindestertrag.....	23
Bewertungshierarchie .....	23
Anlagenbetreiber .....	25
<b>3. Repowering-Kandidaten - Auswertung .....</b>	<b>26</b>
<b>4. Verfahren: Repowering und Restlaufzeit-Fabrik .....</b>	<b>32</b>
<b>5. Zusammenfassung: Anreize, Handlungsempfehlungen .....</b>	<b>33</b>
<b>Anhang .....</b>	<b>36</b>
Restlaufzeit - Anlagen, Leistung, Arbeit und Kosten.....	36
Ertragsplanung - Durchschnitt nach Längen+Breitengrad .....	38
Ertrags- und flächengleiche Anlagen nach Baujahr .....	39
Literaturverzeichnis .....	41
Abbildungsverzeichnis .....	44
Tabellenverzeichnis.....	44
<b>Abkürzungen und Fachbegriffe / Glossar.....</b>	<b>45</b>

## Einleitung

Die Bundesregierung erließ im Jahre 2000 das sogenannte Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Dieses Gesetz sollte ein Meilenstein bei der Erreichung der Klimaschutzziele, der Einleitung der Energiewende und der Sicherung des Technologiestandortes Deutschland werden. Im EEG wurde eine kostendeckende Einspeisevergütung für regenerative Stromerzeugung (Wasser- und Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und Geothermie) eingeführt, die bis zu 20 Jahre an die Betreiber dieser Anlagen gezahlt wird. Damit war eine Planungs- und Investitionssicherheit für die Betreiber gegeben. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen war auf diese Weise möglich, besonders der Markt für Photovoltaische Anlagen (PV) bekam Impulse. Die Produktionszahlen für PV-Module und technische Komponenten stiegen stark, die Produktionskosten sanken entsprechend.

Der besondere Charme des Gesetzes lag darin, dass diese Zusatzkosten nicht aus dem Bundeshaushalt bezahlt wurden, sondern über eine Umlage auf die Strompreise. So wurde gesichert, dass zunächst kein limitierender Deckel den Ausbau der erneuerbaren Energien bremste. Weiterhin wurden die folgenden 3 zentralen Elemente in das Gesetz eingebaut: Abnahmepflicht, Einspeisevorrang und Abschaltnachrang für erneuerbaren Strom.

Die oben beschriebene Entwicklung führte bei PV-Anlagen dazu, dass ihre Stromgestehungskosten heute betriebswirtschaftlich konkurrenzfähig in Deutschland sind und zur Zeit bei etwa einem Drittel bis zu der Hälfte des normalen Haushaltsstrompreises liegen. Damit hat das EEG seine Ziele erreicht. Weitere Kosten- und Preissenkungen sind mittelfristig absehbar, wenn auch nicht auf so hohem Niveau wie in den letzten 5 Jahren.

Auf der anderen Seite hat der globale Markt dazu geführt, dass in Ländern wie China, Indien, Malaysia oder Japan in den letzten Jahren große Produktionskapazitäten für PV-Module mit massiver Unterstützung der jeweiligen Regierungen aufgebaut wurden. Diese Module waren und sind auf dem Weltmarkt konkurrenzlos preiswert, so dass die hiesigen PV-Modulproduzenten fast vom Markt verschwunden ist. Eine Änderung dieser Situation ist mittelfristig nicht in Sicht, so dass der Technologiestandort Deutschland seine Zukunft eher im Bereich Systemtechnik hat.

Weiterhin führte der massive Ausbau von Photovoltaik in den Jahren 2010 bis 2012 dazu, dass die EEG-Umlage auf den Strompreis stark stieg. Die Bundesregierung erhöhte 2012 als Folge dieser Entwicklung die Degressionsraten der Einspeisevergütung drastisch. Der PV-Zubau brach daraufhin 2013 um fast die Hälfte ein. Mittelfristig ist zu erwarten, dass pro Jahr ca. 2 bis 4 Gigawatt PV-Leistung zugebaut werden.

Die Entwicklung generierte ein neues Problem, das sich in den nächsten Jahren noch ausweiten wird:

1. Eine im Jahr 2004 gebaute PV-Anlage erhielt die damalige hohe Einspeisevergütung mit 20 Jahren Vergütungsgarantie. Die im Jahr 2014 noch ausstehende Vergütungssumme (also für 10 Jahre) liegt mittlerweile über dem Neupreis einer Anlage gleicher Leistung.
2. Die aktuelle EEG-Regelung des Modultauses (§32.5) sowie der, normalerweise alle 10 Jahre fällige Wechselrichtertausch führt aufgrund der höheren Wirkungsgrade zu einem erheblichen Zugewinn für den Anlagenbetreiber.

Energie- und klimapolitisch ist das zu begrüßen, da der Anteil der Erneuerbaren Energien steigt. Sozialpolitisch ist dies aber zu hinterfragen, da es eine Zusatzbelastung der Allgemeinheit darstellt, die weder geplant war noch begründet ist. Bei aktuell mehr als 36 Gigawatt installierten - und einer bis 2020 geplanten Gesamtleistung von 50-60 Gigawatt kommen mehrere Milliarden Euro Zusatzkosten auf die Umlagezahler zu.

## **Fragestellungen der Studie**

Die Studie sucht nach Wegen

- zur Minimierung dieser Zusatzbelastung inklusive der Beseitigung der Gerechtigkeitslücke im EEG § 32.5,
- zur Wiederherstellung der Wirtschaftlichkeit von Altanlagen mit ungewöhnlichem Ertragsrückgang und einer sinnvollen Altmodul-Weiterverwendung,
- zur Restrukturierung der deutschen Solarwirtschaft

und quantifiziert sie, um der Diskussion über die Beteiligung und der Teilhabe an der Energiewende eine Anregung zu geben.

## **Vorschläge**

Für zukünftige Anlagen würde es ausreichen, wahlweise einen kostenneutralen Vergütungssatz oder eine entsprechende Pflicht zur Eigenstromnutzung einzuführen. Bei bestehenden Anlagen ist eine Änderung der EEG-Bedingungen aber nur mit dem Einverständnis der Betreiber oder einem Härteausgleich möglich. Einen Ausweg aus diesem Dilemma bieten folgende Vorschläge:

1. Beim ertragserhöhenden Modul- und Wechselrichtertausch wird ein neuer kostenneutraler Vergütungssatz gezahlt – wahlweise in der verbleibenden oder einer neuen Garantiezeit.
2. Altanlagenbetreibern, deren noch ausstehende Vergütungssumme für die Restlaufzeit über dem Neuanlagenpreis liegt, wird ein kostenneutrales PV-Repowering der Anlage angeboten. Als Investitionszuschuss werden ihre weternutzbaren Altmodule abgekauft, bspw. als Vergütungszuschuss in Höhe von 1-2 Cent pro Kilowattstunde.
3. Die weiterverwendbaren Module werden an eine „Restlaufzeit-Fabrik gGmbH“ in Regie der Sozialpartner verkauft, die daraus preiswerte Anlagen mit mindestens 10 Jahren Leistungsgarantie und Restlaufzeit für gemeinnützige Projekte zusammenstellt.

## **Vorgehen und Aufbau der Studie**

Als Diskussionsgrundlage wird die in Frage kommende Mindestmenge an Anlagen samt Arbeits- und Kostenaufwand und die daraus resultierenden Potenziale an Restlaufzeit-Anlagen und Beschäftigung ermittelt.

Die Schritte sind:

1. Darstellung der neuen Problemlage, der bisherigen Vergütungszugewinne und einer kostenneutralen Vergütung – exemplarisch anhand einer 10 KW-Dachanlage.
2. Identifizierung der Repowering-Kandidaten 2014 anhand aller von 1999 bis 2008 installierten PV-Anlagen der Leistungsklasse von 1 KW bis 100 KW. Hierzu wurde eine teil/automatisches Auswertungsprogramm geschaffen sowie eine Methode zur Ermittlung von PV-Anlagen mit überdurchschnittlichen Ertragseinbrüchen.
3. Darstellung der Potenziale an Repowering-Anlagen, Restlauf-Anlagen und Beschäftigung.
4. Verfahren: Repowering und Restlaufzeit-Fabrik gGmbH, sowie
5. Zusammenfassung der Anreize und Handlungsempfehlungen an die Akteure.

Da sich die Studie sowohl an das technische wie politische Fachpublikum richtet: Weniger PV-Technikaffine können die Punkte 2 und 3 ggfls. überschlagen, da er wesentlich ein Nachweis der Repowering-Kandidaten- und Restlaufzeit-Potenzials in 2014 besteht - das sich zukünftig konstant vergrößern wird.

# 1. Neue Probleme der EEG-Vergütung

oder: Der Unterschied von Theorie und Praxis ist in der Praxis größer als in der Theorie.

## Problem: Die ausstehende Vergütungssumme ist größer als der Neuanlagepreis

Infolge der sinkenden PV-Preise sind die für Altanlagen noch ausstehenden Vergütungssummen (Abb. 1, rot gestrichelt) auch nach Abzug der offenen Betreiber-Kosten (fett rot) mittlerweile größer als der Preis einer Neuanlage 2014 (fett schwarz). Dies gilt auch dann noch, wenn man - wie hier zur Verdeutlichung in der Abb. 2 - von niedrigen Erträgen der Altanlage und einem höheren Preis der Neuanlage ausgeht (Durchschnitts-Solarerträge minus 15%, Anlagenpreis plus 15%).

Ab IBN 2004 entspricht die noch ausstehende Vergütungssumme 1,8..2,4 Neuanlagen bzw. 2,2..3,0-fachem Modultauch, im 'ungünstigen Fall' immer noch 0,9..1,4 Neuanlagen bzw. 1,2..1,8-fachem Modultauch (jeweils incl. Wechselrichter und Arbeitskosten).

Es stellt sich also die Frage, wie sich dieses Dilemma lösen lässt.

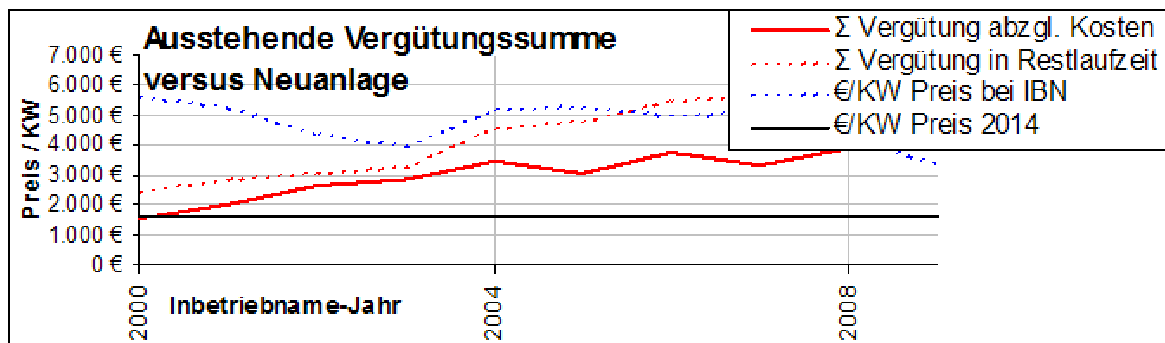


Abb. 1: Rest-Vergütung versus Neu-Anlage

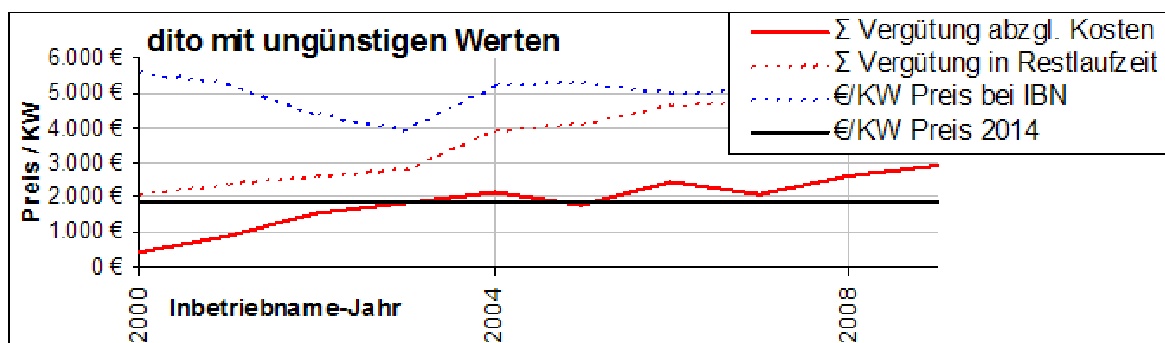


Abb. 2: Rest-Vergütung versus Neu-Anlage - im ungünstigen Fall

Berechnung der 10 KW-Dachanlage:

- 1.620 €/KW Neupreis<sup>1</sup>, Altanlage: ø 832..908 kWh/KW Solarertrag<sup>2</sup>,
- 1.860 €/KW Neupreis, Altanlage: ø 705..770 kWh/KW (minus 15%, 3 Jahre Ausfall)
- Alt-Anlagenpreise laut DGS-Preisentwicklung minus 20% Zuschuss bei IBN 1999-2003, 0,25% Ertragsminderung, 1% Betriebskosten, 2,5% Inflation, IBN im Januar, 20 Jahre Laufzeit, ohne Finanzierungszinsen, SonderAfA oder Investitionsabzug.

<sup>1</sup> Die PV-Anlagenpreise fielen 2013 von 1850 auf 1620 €/KW

<sup>2</sup> Durchschnittserträge bei IBN 2000-2005 bzw. IBN 2006-2011, s. PV-Leitfaden S. 9-53, DGS 2013

## Problem: Vergütungsgewinn beim Modultausch

Für den Fall eines Modul-Ausfalls fand man bisher zwei Regelungen<sup>3</sup>:

1. die Neu-Inbetriebnahme für erneute 20 Jahre mit der aktuellen Vergütung
2. den gleichbleibenden Status mit gleicher Garantiezeit und Vergütung (seit 2009)<sup>4</sup>.

Während ein Modul-Ausfall bis 2009 (theoretisch) noch bis zu 58% Verlust bedeutete, macht der Betreiber dabei seit 2009 bis zu 7% Gewinn - zu Lasten der Umlagezahler.

Durch moderne Module und Systemtechnik (Wechselrichter) entsteht immer ein höherer Performance Ratio<sup>5</sup> und Stromertrag - und damit eine höhere Vergütungssumme. Das geltende Recht ignoriert dies und verschiebt den, für die damals niedrigen Erträge gedachten Vergütungssatz (s. Abb. 3, rot, bspw. 57,4 ct aus 2004) auf den heutigen Stand der Technik, für deren hohe Erträge (schwarz) diese Vergütung nicht geplant war. Bspw. 2014 beträgt sie nur 1/4 davon (rot).

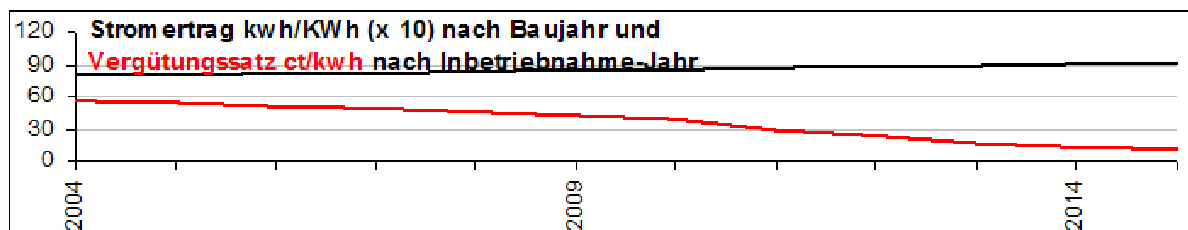


Abb. 3: Stromertrag und Vergütungssatz

## Die Veränderung der Erträge

Tausch man bspw. 2014 die Module einer 10 KW-Anlage<sup>6</sup> aus 2004, ergeben sich bis zum Ende der Garantiezeit rd. 600 €/KW Zugewinn - was dem heutigen Spotpreis von 0,85 bis 1 KW Modulen entspricht (Stand 1/2014: europäische Module 700 €/KW, EU-Mindest- bzw. Dumpingpreis 560 €/KW).

Die folgenden Abbildungen zeigen den je nach Modultauch-Jahr steigenden Stromertrag (Abb. 4) und die resultierenden Einspeisevergütungen der beiden bisherigen Regelungen (S. 8, Abb. 5 und Abb. 6.).

Die farbige Inbetriebnahme-Kurve zeigt für das jeweilige Modultauch-Jahr den Gewinn bzw. Verlust im gesamten Garantiezeitraum (20 Jahre, plus vorherige Garantiejahre bei Neu-IBN gem. EEG 2004).

<sup>3</sup> EEG 2004/Clearingstelle, EEG 2009 §21.3, EEG 2012 §32.5, Novelle EEG 2014 §49.4

<sup>4</sup> EEG 2012 §32.5 Im Fall von Defekt, Beschädigung oder Diebstahl gilt für Neu-Module am selben Standort bis zur bisherigen Leistung die ursprüngliche Inbetriebnahme, Vergütung und Garantiezeit. Für die Altmodule entfällt der Vergütungsanspruch. §66.1.12 Dies gilt dies auch für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2012. BGH-Urteil 9.2.2011, Az. VIII ZR 35/10: Ein Wechsel der Module in eine andere Vergütungskategorie (Freifläche/Gebäude) ist eine Neu-Inbetriebnahme.

<sup>5</sup> Performance Ratio: Wirkungsgrad der Umsetzung von Sonnenlicht zu Strom, s. DGS, PV-Leitfaden S. 5-86

<sup>6</sup> Zur Verdeutlichung wird hier der Anstieg des Stromertrages mit linear 1,25% pro Baujahr berechnet (2004 bis 2014= 800 auf 906 kWh/KW). In Jahren mit Technologie-Sprüngen wäre der Gewinn entsprechend höher. Die Vergütung ist für eine 10 KW-Anlage über 20 Jahre berechnet. IBN ist jeweils im Januar.

Der je nach Modultauch-Jahr steigende Stromertrag (Abb. 4)

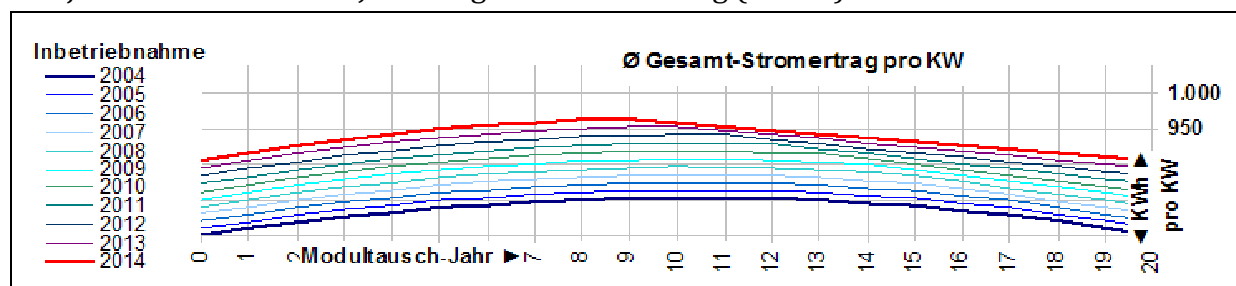


Abb. 4: Gesamt-Stromertrag pro KW

Ein Modul-Ausfall seit 2009 bedeutet bis zu 7% Gewinn (Abb. 5, aktuelle Rechtslage):

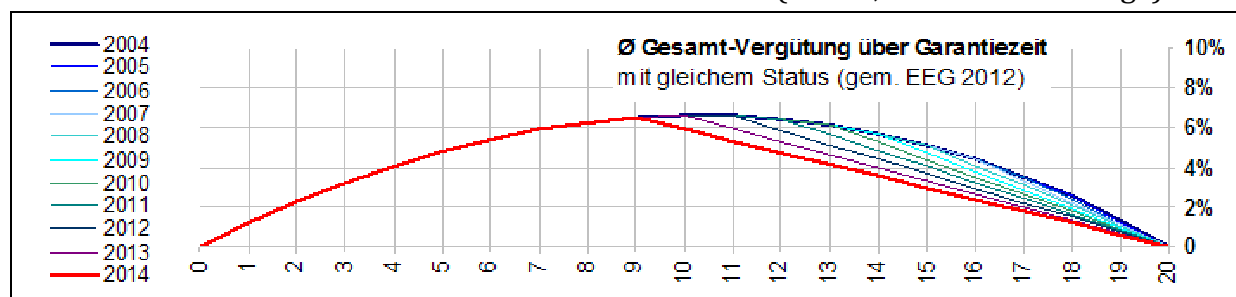


Abb. 5: Modultauch - gleicher Status

Ein Modul-Ausfall bis 2009 bedeutete theoretisch bis zu 58% Verlust (Abb. 6):

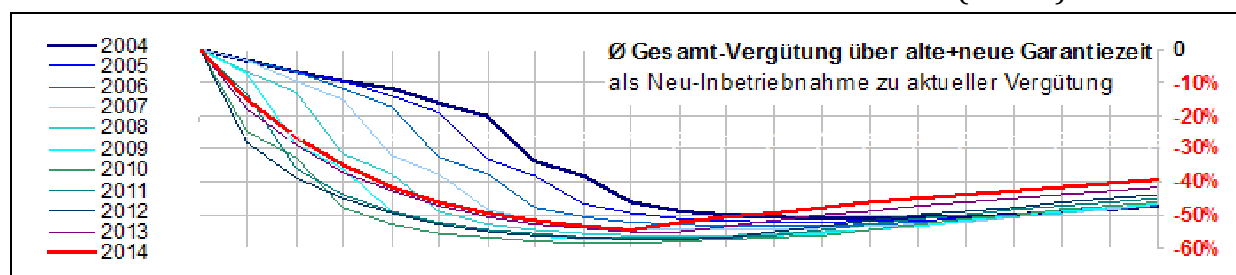


Abb. 6: Modultauch - als Neu-Inbetriebnahme

Die aktuelle Modultauchregelung gem. EEG §32.5 (bzw. EEG-Novell 2014 §49.4) ist

1. juristisch bedenklich,  
Die erhöhte Umlage wird von den Verbrauchern, nicht vom Staat bezahlt. Die Regierung legalisiert hier nicht-rechtswidrigen, unbeabsichtigten Stromdiebstahl<sup>7</sup> via Umlage als Geldstromleiter, und krönt diesen 'Vertrag zu Lasten Dritter' mit 19% MwSt.
2. sozial ungerecht  
Im Fall von "Defekt, Beschädigung oder Diebstahl" entstehen aufgrund Hersteller-Garantie und/oder Versicherung<sup>8</sup> weder Kosten beim Betreiber noch wäre es Pflicht der Allgemeinheit, dafür aufzukommen. Und da die Umlage wesentlich von Arm zu Reich fließt, wird die Verteilung von unten nach oben verstärkt.
3. methodisch falsch  
Das EEG ignoriert jegliche Wirkungsgradsteigerung und garantiert die für Steinzeit-Anlagen mit horrendem Preis, niedrigem Ertrag und hohem Ausfallrisiko berechnete

<sup>7</sup> StGB §248c (sinngemäß): Wer einer elektr. Einrichtung fremde Energie mittels eines Leiters entzieht, der zur Entnahme nicht bestimmt ist, wird bestraft, wenn er die Handlung in Absicht begeht.

<sup>8</sup> Bei Gebäuden ist eine Feuer/Wasser/Sturm-Versicherung (FWS) quasi immer vorhanden. Zudem kostet eine PV-Versicherung incl. FWS, Haftpflicht, Diebstahl, Beschädigung, Ausfall, ... mit 60 € p.a. (100 € p.a. für 10 KW auf Fremddach, IBN 2004, 52 Tsd.€ Investition, online 4/2014) einen Bruchteil der Anlage.

Vergütung. Die Rendite und Umlage steigt dabei immer und weit über das geplante Maß<sup>9</sup>.

### Problem: Vergütungsgewinn beim Wechselrichtertausch

Der Vergütungszugewinn resultiert teils aus modernen Wechselrichtern, die im Normalfall beim Modultausch, ansonsten nach etwa 10 Jahren getauscht werden müssen.

Der Wirkungsgrad von Wechselrichtern<sup>10</sup> lag im Jahr 2000 bei 90%<sup>11</sup>, bis ca. 2011 bei 93% und in 2013 bei 97-98%. Ein 'Europäischer Wirkungsgrad' von 98% wurde zwar schon 2007 erreicht<sup>12</sup>, doch erteilte Photon-Test noch 2011 ein "mangelhaft", wenn der Photon-Wirkungsgrad unter *nur* 90% lag<sup>13</sup>. Man kann also davon ausgehen, dass die Wirkungsgrade bis 2008 selten über 93% Photon-Wirkungsgrad lagen.

Der alle 10 Jahre fällige Tausch führt bei den aktuellen Wirkungsgraden zu einem Zugewinn an Stromeinspeisung und Gesamtvergütung<sup>14</sup>, der in Abb. 7 für das jeweilige IBN-Jahr am Abstand zwischen 2 Wirkungsgrad-Kurven als Euro/KW abzulesen ist.

Je größer die Anlage ist, desto stärker steigt der Zugewinn, da hier der Preis erheblich schneller als der Vergütungssatz pro Kilowattstunde sinkt. Der Betreiber gewinnt zweimal: Einerseits kostet der Wechselrichter mittlerweile einen Bruchteil des ursprünglich berechneten Preises, andererseits steigt seine Vergütung - die stillschweigend an die Umlagezahler weitergereicht wird.

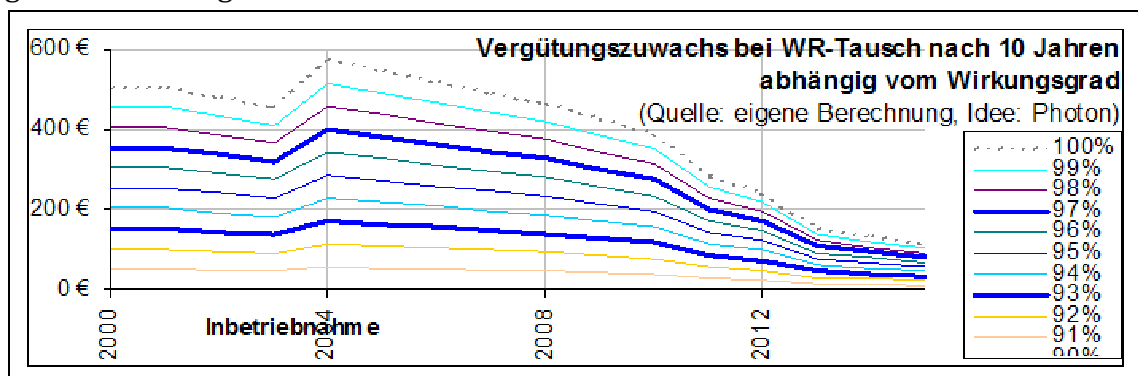


Abb. 7: Zugewinn beim Wechselrichter-Tausch

Beispiel: Wenn die Wechselrichter einer 10 KW-Anlage aus 2004 in 2014 getauscht werden, steigt die Einspeisung (von 90 bzw. 93 auf 97%) um 4 bis 7% und die Gesamtvergütung in den restlichen 10 Jahren um 290 bis 400 €/KW - also mehr als der heutige Wechselrichter-Preis von ca. 200 €/KW (s. Abb. 7, IBN 2004: Abstand der 90%-Nulllinie bzw. fett-blauen 93%-Kurve zur fett-blauen 97%-Linie).

<sup>9</sup> Es kann sogar durchaus Sinn machen, die Module selbst zu beschädigen um die Wirtschaftlichkeit mit dem Gratisstrom nach der Garantiezeit wieder herzustellen.

<sup>10</sup> Man unterscheidet zwischen theoretischem Spitzenwirkungsgrad, dem an die Klimabedingungen angepassten 'europäischen Wirkungsgrad' (PV-Leitfaden S.3-63, DGS 2013) und dem realitätsnahen 'Photon-Wirkungsgrad' (Fachzeitschrift), der den gesamten Eingangsspannungsbereich betrachtet (s. Photon)

<sup>11</sup> DGS, PV-Leitfaden 2000, S. 3-39

<sup>12</sup> Meinhardt/SMA, BSW-Solar Themen 2007, S.76

<sup>13</sup> Photon Wechselrichter-Test 2011

<sup>14</sup> Photon-Beispiel 06/2010: Ein Wechselrichter mit 97% statt 90% Wirkungsgrad verliert nur 30 statt 100 kWh/a bzw. 1400 kWh über 20 Jahre: Gewinn/Verlust= rd. 1,5 Jahre bzw. 600 €/KW Vergütung.

## Problem: Umlagesteigerung durch Vergütungszugewinne

Bei den hier untersuchten Anlagen<sup>15</sup> oder Anlagen bis 10 kW mögen die Zugewinne Bagatellfälle sein. Allerdings ergibt sich schon für die Anlagen mit IBN bis Ende 2011 - bei *nur* 5% Performance-Ratio-Steigerung ab dem 11. Jahr (für die 10 Jahre Restgarantie) ein Vergütungszugewinn (Abb. 8) von

- rd. 4,3 Mrd.€ für alle Anlagen (26 GW / 1,14 Mio. Anlagen), bzw.
- rd. 3,6 Mrd.€ für alle Anlagen über 10 kW (22 GW / 522 Tsd. Anlagen).

Auch ohne Bagatellfälle bis 10 kW ergeben sich schon hier rd. 4,3 Mrd.€ auf der Stromrechnung (Umlage brutto, Abb. 9).

Die Grafiken zeigen, ab wann diese Belastungen auftreten.

Bei mittlerweile 36 GW und bis 2020 rd. 50-60 GW geplanter Gesamtleistung sowie weiter steigenden Wirkungsgraden<sup>16</sup> kommen zukünftig mehrere Milliarden Euro Zusatzbelastung auf die Umlagezahler zu. Dabei ist es nur ein Mitnahmeeffekt, der weder geplant oder gerechtfertigt noch der Energiewende oder ihrer Akzeptanz zuträglich ist.

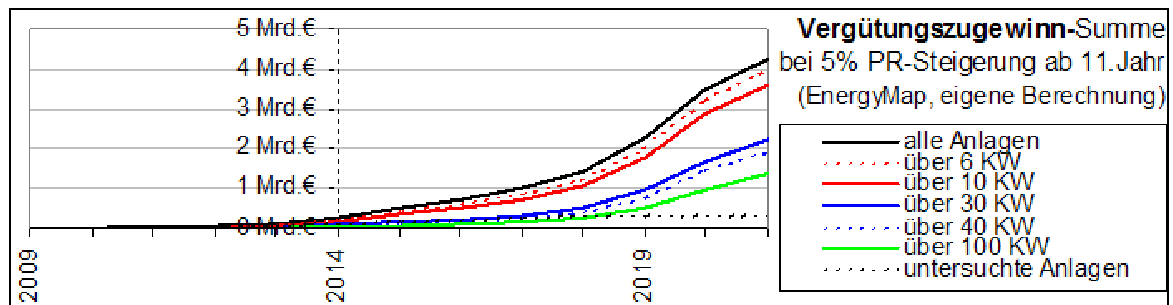


Abb. 8: Vergütungszugewinn-Summe

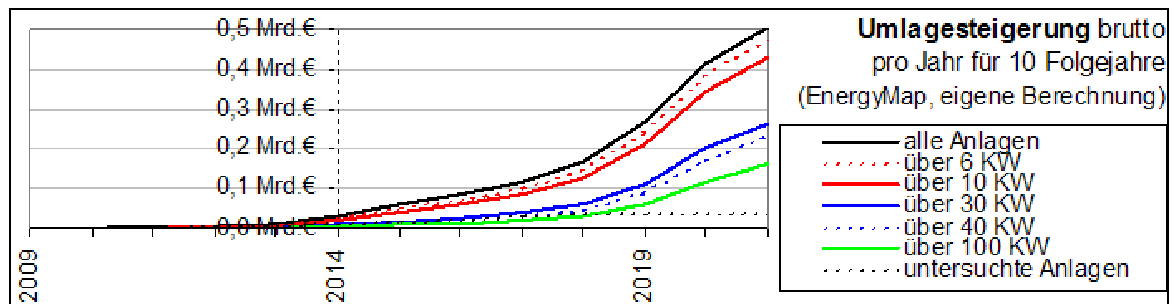


Abb. 9: Umlagesteigerung brutto

## Vorschlag: Kostenneutrale Vergütung bei Ertragssteigerung

### Bisheriger Vergütungssatz bei 'gleichem Status' oder als 'Neu-Inbetriebnahme':

Beispiel: Die Einspeisung steigt beim Modul- bzw. Wechselrichter-Tausch nach 10 Jahren um 13% bzw. im Garantiezeitraum um 7%. Die *realisierte* Vergütung ändert sich dadurch - bezogen auf die in der ursprünglichen Wirtschaftlichkeitsberechnung geplan-

<sup>15</sup> für die untersuchten Anlagen rd. 309 Mio.€: 1,5 GW, 160 Tsd. Anlagen, IBN 1999-2008, bis 100 kW

<sup>16</sup> IWR 14.4.2014: Wirkungsgrad industrieller Silizium-Solarzellen von 17,5 bis 19,5% auf 21,2% gesteigert (hier noch nicht eingerechnet)

ten Summen und anhand der beiden bisherigen EEG-Regelungen - von 57 ct/kWh:

- a) auf 61 ct/kWh (+7%) bei *gleichem Status* von 2004-2023 (aktuelle Regelung),
- b) auf 44 ct/kWh (-23%) bei *Neu-Inbetriebnahme* von 2004-2033 (über 30 Jahre bisheriger plus neuer Garantiezeit mit 14 ct/kWh Einspeisevergütung).

Um diese Gerechtigkeitslücke zu schließen, muss die Tilgung der Ausfallsumme in der ursprünglichen Wirtschaftlichkeitsrechnung des Betreibers sichergestellt werden - ohne die Allgemeinheit damit zu belasten.

- Theoretisch möglich wäre, nur diese Ausfallsumme zum bisherigen Satz zu vergüten: Die resultierende Garantiezeit-Verkürzung hätte aber unabsehbare Folgen in den Verträgen des Betreibers (Zeitpunkt und Höhe der lfd. Einnahmen, Kredite und Abschreibung), und wäre somit ein unzulässiger Eingriff ins Vertragsrecht.
- Eine andere Möglichkeit wäre, die Eigennutzung des zusätzlichen Solarertrags vorzuschreiben - was aber weder punktgenau noch als rückwirkende Rechtsänderung zulässig ist.
- Gerechter und praktikabler ist, die jeweilige Wirtschaftlichkeitsrechnung<sup>17</sup> unverändert zu belassen, und aus der Ausfallsumme einen kostenneutralen Vergütungssatz für die künftig höhere Einspeisung zu ermitteln - mit folgender Formel:

#### Kostenneutraler Vergütungssatz

= Ausfallsumme

/ neue Strom-Ertragssumme (in der Rest- bzw. neuen Garantiezeit)

Die Formel ist auf beide Regelungen anwendbar (Beispielrechnung s.u.). Hierzu muss ein *variabler* Vergütungssatz ins EEG eingeführt werden, was aber angesichts der mittlerweile über 4000 verschiedenen EEG-Sätze<sup>18</sup> kein Problem darstellen dürfte.

#### Beispielrechnung Gewinn/Verlust beim Modul-Tausch nach 10 Jahren (IBN 2004):

Wenn man die Ausfallsumme (hier 8000 kWh bzw. 4592 €) auf die Gesamt-Garantiezeit umlegt, beträgt der kostenneutrale Vergütungssatz für die Einspeisung ab 2014:

- a) 51 statt 57 ct/kWh (-7) bei *gleichem Status* für die Rest-Garantie bis 2024, und
- b) 25 statt 14 ct/kWh (+12) bei *Neu-Inbetriebnahme* für die Neu-Garantie bis 2034.

Tab. 1: Modultauch - Ursprüngliche Anlagenplanung

Ursprüngliche Anlagen-Planung		Vergütung pro kWh	Ertrag kWh pro KW	Garantiezeit (Jahre)	Σ Einspeisung kWh	Σ Vergütung	
	Jahr						
Inbetriebnahme 1.1.	2004	57 ct	800 kWh	20	16.000	9.184 €	Soll 2004-2024
Modultauch 1.1.	2014	14 ct	906 kWh		18.120	2.479 €	Soll 2014-2034
Erträge bis Modultauch:				10	8.000	4.592 €	Ist (1/2014)
Ausfallsumme:				10	8.000	4.592 €	Restsumme 2014-2024

#### a) Modultauch bei unveränderter Garantie

Kostenneutrale Vergütung 51 ct = Ausfallsumme / Neuertrag in 10 Jahren Restlaufzeit

<sup>17</sup> Sie lässt sich rekonstruieren, liegt aber auch der Kreditbank vor.

<sup>18</sup> Handelsblatt 8.4.2014: EEG-Reform lässt Strompreis steigen.

Tab. 2: Modultauch - Realisierte Vergütung bei gleichbleibendem Status

Satz bei gleichem Status:	57 ct	f.Restzeit	10	9.060	5.200 €	Vergütung neu
	57 ct	durchschnittl	20	17.060	9.792 €	Σ 2004-2014
+7% im Garantie-Zeitraum 1:	61 ct	für ursprüngl. Soll		16.000	608 €	Σ Gewinn
<b>Kostenneutraler Vergütungssatz =</b>						
<b>51 ct/kWh = Ausfallsumme / NeuErtrag in der Restlaufzeit (10 Jahre)</b>						
88% Satz bei gleichem Status:	51 ct	f.Restzeit	10	9.060	4.592 €	Restsumme
	54 ct	durchschnittl	20	17.060	9.184 €	Σ 2004-2024
im Garantie-Zeitraum 1:	57 ct	für ursprüngl. Soll		16.000	0 €	Σ Differenz

## b) Modultauch als Neu-Inbetriebnahme

Kostenneutrale Vergütung 25 ct = Ausfallsumme / Neuertrag in 20 Jahren Restlaufzeit

Tab. 3: Modultauch - Realisierte Vergütung bei Neu-Inbetriebnahme

Satz bei Neu-Inbetriebnahme:	14 ct	f.Laufzeit 2	20	18.120	2.479 €	Vergütung neu
im Garantie-Zeitraum 1+2:	27 ct	durchschnittl	30	26.120	7.071 €	Σ 2004-2034
-23% im Garantie-Zeitraum 1+2:	44 ct	für ursprüngl. Soll		16.000	-2.113 €	Σ Verlust
<b>Kostenneutraler Vergütungssatz =</b>						
<b>25 ct/kWh = Ausfallsumme / NeuErtrag in der Restlaufzeit (20 Jahre)</b>						
44% Satz bei Neu-Inbetriebnahme:	25 ct	f.Laufzeit 2	20	18.120	4.592 €	Restsumme
	35 ct	durchschnittl	30	26.120	9.184 €	Σ 2004-2034
im Garantie-Zeitraum 1+2:	57 ct	für ursprüngl. Soll		16.000	0 €	Σ Differenz

## Ergebnis

Tab. 4: Modultauch - Normaler versus kostenneutraler Vergütungssatz

Die Vergütung ändert sich wie folgt:				Vergüt.	Gewinn/Verlust
ursprüngliche Planung:				57 ct	9.184 €
a) bei unveränderter Garantie (gem. EEG 2012)				57 ct	9.792 €
* und kostenneutralem Vergütungssatz:				-7 ct	51 ct
b) Modultauch als Neu-Inbetriebnahme				14 ct	7.071 €
und kostenneutralem Vergütungssatz:				+12 ct	25 ct
					9.184 €
					0 € /kWp
					-2.113 € /kWp
					0 € /kWp

## 2. Identifizierung von Repowering-Kandidaten

### Datenbasis

#### Vergütungssätze PV

Der zunächst einheitliche Vergütungssatz wird seit 2004 nach Aufbauort (Gebäude, Freifläche) und KW-Leistung differenziert<sup>19</sup>, und seit April 2012 monatlich statt jährlich gesenkt. Hier wird der jeweilige Januar-Wert angezeigt und berechnet.

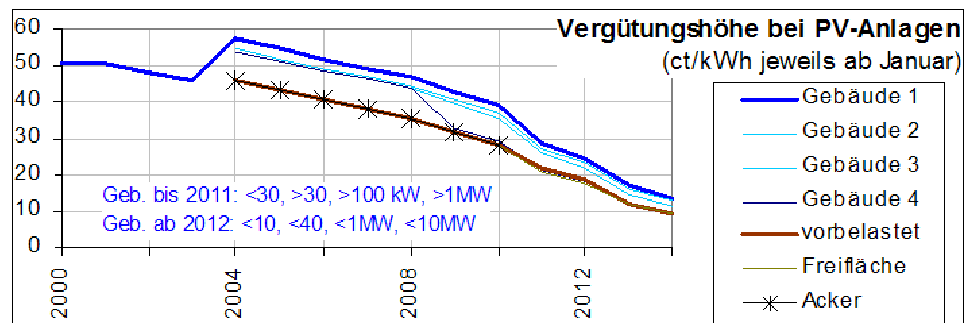


Abb. 10: Vergütungssätze PV

Tab. 5: Vergütungssätze PV 2000-2014, jeweils Januar

ab Jahr	Gebäude 1	Gebäude 2	Gebäude 3	Gebäude 4	vorbelastet	Freifläche	Acker
2000	bis 30 KW				< 30 KW	< 30 KW	< 30 KW
2004	bis 30 KW	>30 KW	>100 KW	>1 MW			
2012	bis 10 KW	< 40 KW	<1 MW	< 10MW			
Jahr	Gebäude 1	Gebäude 2	Gebäude 3	Gebäude 4	vorbelastet	Freifläche	Acker
2000	50,62						
2001	50,62						
2002	48,10						
2003	45,70						
2004	57,40	54,60	54,00	54,00	45,70	45,70	45,70
2005	54,53	51,87	51,30	51,30	43,40	43,40	43,40
2006	51,80	49,28	48,74	48,74	40,60	40,60	40,60
2007	49,21	46,82	46,30	46,30	37,96	37,96	37,96
2008	46,75	44,48	43,99	43,99	35,49	35,49	35,49
2009	43,01	40,91	39,58	33,00	31,94	31,94	31,94
2010	39,14	37,23	35,23	29,37	28,43	28,43	28,43
2011	28,74	27,33	25,86	21,56	22,07	21,11	
2012	24,43	23,23	21,98	18,33	18,76	17,94	
2013	17,02	16,14	14,40	11,78	11,78	11,78	
2014	13,68	12,98	11,58	9,47	9,47	9,47	

### Komplettanlagen-Preise

Als Nettopreis pro KW für schlüsselfertige, nicht-nachgeführte Dachanlagen wird hier die DGS-Kostenentwicklung verwandt (Abb. 11), die zur Kontrolle mit den Zeitreihen von AAE, BSW-Solar und PV-Preisindex verglichen wurde<sup>20</sup>. Anzumerken ist, dass AAE

<sup>19</sup> Bundesnetzagentur (BNetzA), Meldungen/Vergütungssätze

<sup>20</sup> DGS, PV-Leitfaden 2013, AAE, Berlin 2012, BSW, Berlin 9/2012, PV-Preisindex Online-Umfrage 2006 ff

und BSW die DGS zitieren, und die BSW-Zahlen DGS-seitig als zu niedrig kritisiert wurden<sup>21</sup>. Festzuhalten ist, dass die Anlagenpreise eher höher liegen als hier berechnet.

## Kosten und Kostenanteile bei PV-Anlagen

Von 1999 bis 2009 fielen die Anlagenpreise um mehr als 50%, die Kosten von 'Montage, Bau, Planung und Beratung' hingegen nur um 1/3. Die regionale Wertschöpfung sinkt in der Modulfertigung, bleibt aber bei Planungsbüros und Handwerk konstant. Ihr Anteil macht rd. 15% aus - bei Kleinanlagen knapp 10%, bei Solarparks über 1 MW rd. 20%.

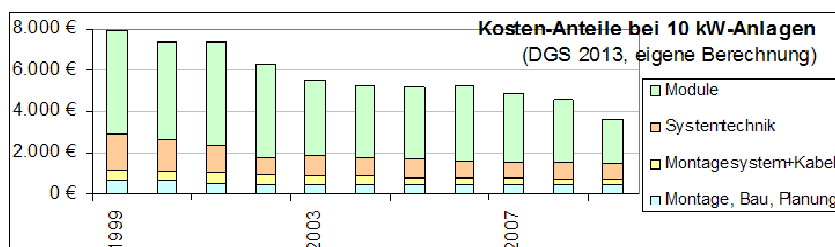


Abb. 11: Kosten-Anteile 10 KW-Anlage

Die Kostenunterschiede der Anlagegrößen folgen der Rabattlogik anderer Industrieprodukte - wenn man 5-30 KW als mittlere Größe betrachtet: Im Verhältnis dazu sind die in Privathaushalten üblichen 2-6 KW-Anlagen ca. 10% teurer, die in KMU gebräuchlichen 30-100 KW-Anlagen rd. 10% billiger, und Solarparks bis 1 bzw. 5 MW rd. 20-25% billiger. Nur Kleinstanlagen unter 2 KW fallen mit rd. 44% Plus aus diesem Raster.

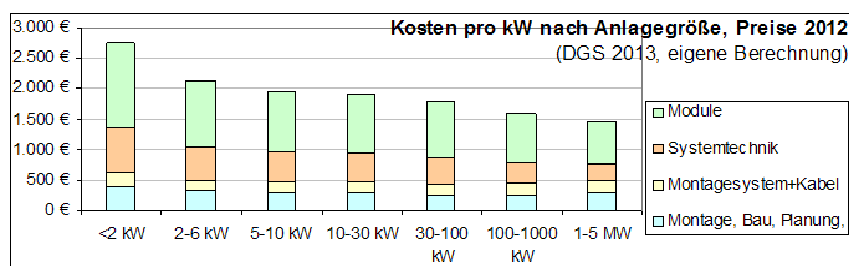


Abb. 12: Kosten-Anteile nach Anlagegröße

## Arbeitskosten, Modul- und Wechselrichter-Preise

Die Wechselrichter-Preise wurden auf Basis der Preise von Solarladen.de<sup>22</sup> ermittelt. Eine online-Recherche ergab keine Preisunterschiede zwischen den Händlern.

Tab. 6: Wechselrichter-Preise

Wechselrichterpreise 2014 netto		
Ø €/KW	bis	Hersteller
430 €	2 KW	9
270 €	5 KW	42
200 €	10 KW	42
150 €	30 KW	33
160 €	100 KW	7

Als Modulpreis wurde der Preisindex vom PVX Spotmarkt zugrunde gelegt<sup>23</sup>.

<sup>21</sup> DGS / Thomas Seltmann, Geht's noch ein bisschen billiger? in: Sonnenenergie 1/2012, Berlin

<sup>22</sup> Solarladen.de, Wechselrichter-Preisvergleich, Abruf 14.2.2014

<sup>23</sup> PV-Preisindex, pvXchange 1/2014, "Preise für Dünnschichtmodule werden seit 9/2013 nicht mehr erhoben"

Tab. 7: Modul-Preise laut PV-Preisindex

Modul-Großhandelspreise (Quelle: PV-Preisindex, pvXchange.com)								
Jahr	Monat	Kristallin			Südost asien, Taiwa	Dünnschicht		
		China	DEU	Japan, Korea		a-Si	a-Si/p- Si	CdS/C dTe
2009	5	2.170 €	2.620 €	2.510 €		0 €	1.950 €	1.780 €
2010	1	1.550 €	2.030 €	1.910 €		0 €	1.380 €	1.610 €
2011	1	1.470 €	1.710 €	1.630 €		1.080 €	1.260 €	1.250 €
2012	1	790 €	1.070 €	1.050 €		600 €	760 €	680 €
2013	1	530 €	780 €	830 €		420 €	520 €	560 €
2013	12	570 €	690 €	700 €	520 €			

Als Arbeitszeit beim Modultauch werden 250 €/KW angenommen (2 Leute á 2,5h und 50 € Stundensatz).

## Solarerträge - EE-Anlagenregister nach EEG / DGS-EnergyMap

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verpflichtet, die Ertrags- und Leistungsdaten der EE-Anlagen in nachvollziehbarer Form<sup>24</sup> zu veröffentlichen<sup>25</sup>. Die ÜNB-Daten sind jedoch teilweise unbrauchbar, unvollständig und manchmal falsch<sup>26</sup>. Die EnergyMap-History zeigt, dass keine Reaktion auf ihre Hinweise erfolgte<sup>27</sup>, obwohl es sich um Pflichtverletzungen und evtl. (Beihilfe zum) Betrug durch Anlagenbetreiber<sup>28</sup> handelt. Darüber hinaus weichen die Meldungen der Bundesnetzagentur teils in Gigawatt-Größe von den ÜNB-Werten ab. Es stellt sich die Frage, womit die Bundesregierung und Netzplaner eigentlich rechnen?

Diese Studie basiert deshalb auf dem "EnergyMap"-Anlagenregister der DGS, die die ÜNB-Berichte seit 2009 fachlich prüft, fehlende bzw. irrealen Daten rekonstruiert, bspw. Leistung aus Einspeisemenge und umgekehrt<sup>29</sup>, und *kostenlos* downloadbar macht<sup>30</sup>. Eine Vorwegnahme des im EEG geplanten, evtl. kostenpflichtigen Anlagenregisters<sup>31</sup>.

Die ÜNB- bzw. EnergyMap-Datenbank umfasst im Unterschied zu anderen Ertragsdatenbanken alle Anlagen, allerdings keine technischen Daten wie (evtl. suboptimale) Ausrichtung, Neigung, Hersteller und Systemtechnik.

<sup>24</sup> "Die Angaben müssen eine sachkundige Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Energiemengen und Vergütungszahlungen vollständig nachvollziehen zu können." EEG 2012 §52

<sup>25</sup> ÜNB, EEG-Jahresabrechnung 2012

<sup>26</sup> DGS, EnergyMap 2012, 2013: PV-Anlagen von 1899 und 1905 (Tippfehler?), viele Datensätze ohne Leistungs- und/oder Standortangabe

<sup>27</sup> DGS, EnergyMap: Gesetzliche Grundlagen und die 'Gesetzesbrecher'

<sup>28</sup> DGS, EnergyMap, Suspekte Datensätze: "Erstaunlich ist auch, dass 553 Anlagen mehr als 8.760 Stunden im Jahr gelaufen sind. Hier liegen entweder gravierende Datenprobleme vor, oder es werden größere Anlagen betrieben, als man beantragt hat" (und hat demgemäß einen zu hohen Vergütungssatz, gs).

<sup>29</sup> DGS, EnergyMap-FAQ: Zur "Berechnung der Stromproduktion verwenden wir die durchschnittlichen Jahresertragszahlen der Anlagen. Unsere Statistik zeigt somit nicht die reale Einspeisung in den jeweiligen Jahren, sondern eher das in dem Jahr geschaffene 'Erzeugungspotential in kwh'. Dies ist einer der Gründe, warum unsere Summen von anderen Statistiken abweichen."

<sup>30</sup> DGS, EnergyMap 2009-2014

<sup>31</sup> EEG-Kabinettsbeschluss 8.4.2014, §6 "Die Bundesnetzagentur betreibt ein Anlagenregister"

## Methode zur Identifizierung der Repowering-Kandidaten

Die ÜNB-Berichte und EnergyMap enthalten keine Daten zur Ausrichtung der Anlagen. Zudem liegen keine Daten zur Finanzierung der Anlagen vor. Ein Vergleich mit der Strahlung auf die horizontale Fläche am Standort war also nicht möglich. Das ist jedoch zu verschmerzen, da es hier um die Ermittlung der Modultauch-Potentiale, also der Mindest- statt Maximal-Erträge geht.

Zur Bewertung, ob es sich um gut oder schlecht funktionierende Anlagen handelt, wurden Vergleiche anhand der EnergyMap 2012 und der Ertragsdatenbank PV-Ertraege.de<sup>32</sup> 2000-2012 durchgeführt.

- Einerseits war 2012 ein bundesweit durchschnittliches Solar-Ertragsjahr mit etwas niedrigeren / höheren Erträgen im Norden / Süden:  
"Nördlich der Linie Saarbrücken - Frankfurt/M - Erfurt - Frankfurt/O war die Einstrahlung bis zu 7% geringer als im langjährigen Mittel. Südlich dieser Linie, in Baden-Württemberg, Bayern, Thüringen und Sachsen, ist die horizontale Sonneneinstrahlung bis zu 4% größer als die langjährige, mittlere Einstrahlung. Damit ist 2012 deutschlandweit betrachtet ein Jahr mit durchschnittlicher Sonneneinstrahlung"<sup>33</sup>.
- Andererseits haben die Betreiber selbst anhand 'ihrer' Einstrahlungs- und Kapitalverhältnisse eine kostendeckende Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt (sonst entfielen Kreditfähigkeit und Verlustabschreibung). Der von ihnen für 2012 geplante Soll-Ertrag müsste also zumindest ihrem Real-Ertrag im 'Durchschnittsjahr 2012' entsprechen.  
Dieser Soll-Ertrag lässt sich rekonstruieren.

Hierzu wurde eine Bewertungshierarchie aus Vergleichswerten für 2012 geschaffen aus:

- den kostendeckenden Erträgen bei 0% bis 100% Eigenkapital der jeweiligen Anlage,
- einem Mindestertrag für die Postleitzone<sup>34</sup>, der aus den 'PV-Erträge'-Werten 2000-2012 errechnet wurde,
- einem Mindest-Umkreis-Ertrag, der aus diesem 'Min.PLZone'-Ertrag und den regionalen Mindest-Erträgen 2012 laut EnergyMap ermittelt wurde,
- dem Mindestertrag optimal ausgerichteter Anlagen mit 0,75 Performance Ratio in bewohnten Gebieten laut JRC/PVGIS, und zur Orientierung
- dem in der Literatur genanntem Durchschnittsertrag für Anlagen in D 2000-2005<sup>35</sup>

Die einzelnen Werte werden nach den folgenden Berechnungsparametern vorgestellt.

---

<sup>32</sup> online-Ertragsdatenbank, SFV 2000-2014

<sup>33</sup> MeteoControl, Studie: Ertrag von PV-Anlagen 2012, S.20, Augsburg 2013

<sup>34</sup> Postleit-Zone: 1.Stelle der Postleitzahl

<sup>35</sup> DGS, PV-Leitfaden 2013, S. 9-53

## Berechnungsparameter des Auswertungsprogramms

Zur Berechnung wurde ein datenbankgestütztes Auswertungssystem entwickelt (Access/Excel). Die Anlagen werden dabei als eine *Gesamtanlage* mit unterschiedlichen Standorten und Einzelwerten behandelt. Die Werte pro KW Leistung sind nicht der Durchschnitt der Einzelanlagen, sondern der (somit gewichtete) Durchschnitt aus den Gesamtsummen von Leistung, Preisen und Eigenkapital.

Die Studie betrachtet nicht-nachgeführte Gebäude- und Freiflächenanlagen der Inbetriebnahme-Jahre 1999-2008 mit 1 bis 100 KW Nennleistung und max. 1200 kWh/kWp Jahresertrag. Ausgegrenzt wurden:

- Anlagen mit IBN ab 2009, da es von 2009-2011 eine Vergütung für Direktverbrauch gab, die sich anhand der Datenbasis nicht exakt ermitteln lässt,
- Anlagen kleiner als 1 KW, da ihr unklarer (Hobby-) Anlagenpreis und die recht ungenaue Leistungsangabe zu unrealistischen Ergebnissen führen würde,
- Anlagen über 100 KW, da sich ihre Vergütung (Gebäude, Freifläche) nicht eindeutig bestimmen lässt und das Ergebnis aufgrund der Größenordnung verfälschen würde,
- Anlagen über 1200 kWh/kWp Ertrag<sup>36</sup> um nachgeführte Anlagen auszugrenzen, sowie Anlagen mit irrealen Erträgen<sup>37</sup> oder fehlender Leistungsangabe.

### Solar-Erträge

Als Modul-Ertragsminderung wurden 0,25%<sup>38</sup> p.a. angesetzt. Bei Anlagen ohne Einspeisung in 2012 wird zusätzlich 1 Jahresertrag abgezogen, da der Ausfall evtl. länger dauert.

### Gesamtkosten

basieren auf dem - jeweils gemäß Leistung und Aufbauort umgerechneten - Nettopreis schlüsselfertiger 10 KW-Dachanlagen<sup>39</sup>, von dem bei IBN 1999-2003 20% Investitionszulagen und Zuschüsse abgezogen werden<sup>40</sup>. Hinzu kommen 1% Betriebskosten (Wartung, WR-Tausch) und 2,5% Inflation<sup>41</sup> p.a., sowie die dem Eigenkapital entsprechenden Kreditkosten (s.u.).

Sonstige Vorkosten für Dachverstärkung, UVP-Ausgleichsmaßnahmen, etc. und lfd. Kosten wie etwa Dachmiete, Freiflächenpacht und Versicherung wurden ignoriert, da sie weder Teil der Anlage noch immer notwendig sind, und nur einen verschwindend geringen Anteil pro KW ausmachen, der zudem bei größeren Anlagen stark sinkt (bspw. 6 statt 60 € Versicherung pro KW und Jahr).

### Kreditkonditionen

werden gemäß dem 0-100%igen Eigenkapital vergeben: Ausgehend von den KfW-Konditionen<sup>42</sup> wird der 4% Zins um rd. 1% plus/minus angepasst und die Laufzeit auf 20 Jahre bzw. ab 50% Eigenkapital auf 10 Jahre gesetzt. Bei IBN vor 2000 betrug der Zins 6,5%.

---

<sup>36</sup> entspricht einer optimal ausgerichteten, nicht-nachgeführten Anlage mit ca. 0,83 Performance Ratio, JRC/PVGIS 2013

<sup>37</sup> s. EnergyMap: 'Suspekte Anlagen'

<sup>38</sup> DGS, PV-Leitfaden 2013

<sup>39</sup> DGS-Preisentwicklung, 2013

<sup>40</sup> BMU, 100.000-Dächer-Programm 1999-2003, lokale Förderprogramme

<sup>41</sup> EuroStat, Inflation 1995-2010, 2013

<sup>42</sup> KfW-Programm 274 Erneuerbare Energien/PV, Gruppe E mit 20:3:10 Jahren Laufzeit, tilgungsfreie Zeit und Zinsbindung bzw. 10:2:10 bei IBN vor 2000

## **Stromkosten-Einsparung durch Eigennutzung**

als Grund für eine geringe Einspeisung wird hier als unwahrscheinlich betrachtet, da das nur Sinn macht, wenn der Strompreis über der Vergütung liegt (ab 2011) oder wenn es eine Vergütung für Direktverbrauch gibt (EEG 2009-2011). Im Untersuchungszeitraum trifft beides nicht zu.

## **Einnahmen**

bestehen allein aus der EEG-Vergütung seit IBN bis dato. Bei Anlagen mit IBN vor 2000 beträgt sie 50,62 ct/kWh über 20 Jahre ab dem Jahr 2000<sup>43</sup>. Die Umsatzsteuer auf die Vergütung kann der Betreiber an den Netzbetreiber weiterleiten indem er sie vorher in Rechnung stellt - wenn die Anlage funktioniert<sup>44</sup>.

## **'Förderung per Abschreibung'**

mit Investitionsabzug bis 40% im Jahr vor der Inbetriebnahme, sowie 20% Sonder-AfA in den ersten 5 Jahren bleibt hier bewusst unberücksichtigt, da sie nicht allen gleichermaßen möglich ist<sup>45</sup>. Die linear 5% AfA über 20 Jahre (bzw. 10% über 10 Jahre bei IBN 2000) und Abschreibung etwaiger Ertragsverluste wird hingegen in der Verlustberechnung berücksichtigt.

## **Vergleichswert: Kostendeckender Mindest-Ertrag in kWh/kWp**

Der kostendeckende Ertrag (sog. 'Break-Even-Point'), ab dem sich eine Anlage exakt durch die Vergütung refinanziert, wurde durch die Rekonstruktion der ursprünglichen Wirtschaftlichkeitsberechnung für jeweils 0%, 20%, 50%, 80% und 100% Eigenkapital ermittelt:

Die jeweils notwendige Einspeisemenge in 20 bis 21 Jahren EEG-Garantiezeit ergibt sich, indem man die Gesamtkosten durch den EEG-Vergütungssatz teilt. In Umkehrung der normalen Berechnung also:

$$\text{Einspeise-Summe kWh} = (\text{Gesamtkosten incl. Finanzierung} - \text{Einsparung}) / (\text{Vergütung} \times \text{Jahre Garantiezeit})$$

Den jeweiligen Jahresertrag bei PV-Modulen erhält man - nicht wie sonst per Teilung durch die Garantiezeit, sondern - per Hochrechnung ihrer jährlichen Ertragsminderung auf das jeweilige Jahr. Der kostendeckende Mindestertrag von PV-Anlagen lässt sich mit folgender Formel ermitteln:

$$\text{Mindest-Ertrag p.a.} = \text{Gesamtkosten} / \text{Vergütungssatz} / \text{Jahre Garantiezeit}$$

Der gesuchte Soll-Ertrag 2012 ist der nächsthöhere, über dem Real-Ertrag von 2012 liegende Vergleichswert entsprechend Eigenkapital-Anteil. Der Gewinn-Verlust-Saldo der Restlaufzeit ab 2014 wird dann mit diesem oder dem ggfls. höher liegenden Real-Ertrag ermittelt.

---

<sup>43</sup> EEG 2000: §8 Mindestens 99 Pfennig/kWh Vergütung (50,62 Cent/kWh). §9 Für Anlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen sind, gilt das Jahr 2000 als IBN.

<sup>44</sup> Zur Nachberechnung sei empfohlen: Wirtschaftlichkeit von Solarstrom (Excel-Programm), Umweltinstitut München, 2013

<sup>45</sup> Das funktioniert nur, wenn man abschreibefähiges Kapital hat. Besserverdienende können sich Anlagen fast allein durch die Abschreibung ihrer anderweitig nicht unterzubringenden Steuerschuld finanzieren.

## Kostendeckender Mindest-Ertrag bei der Refinanzierung per Vergütung

Die Grafik (Abb. 13) zeigt für 10-KW-Dachanlagen<sup>46</sup>

- die nötige Stromeinspeise-Summe über 20 Jahre ( $\Sigma$  kWh, grün)
- die Anlagekosten €/KW ohne Abschreibung und Stromkosten-Einsparung,
  - incl. Finanzierungskosten bei 20% und 80% Kredit (blau durchgezogen)
  - incl. Betriebskosten (entspricht einer selbstfinanzierten Anlage, blau gestrichelt)
- den Preis pro KW von schlüsselfertigen Anlagen<sup>47</sup> (schwarz), und
- den kostendeckenden Ertrag p.a. (kWh/KW, rot) mittels dessen Vergütung sich die Anlage über 20 Jahre refinanziert<sup>48</sup>.

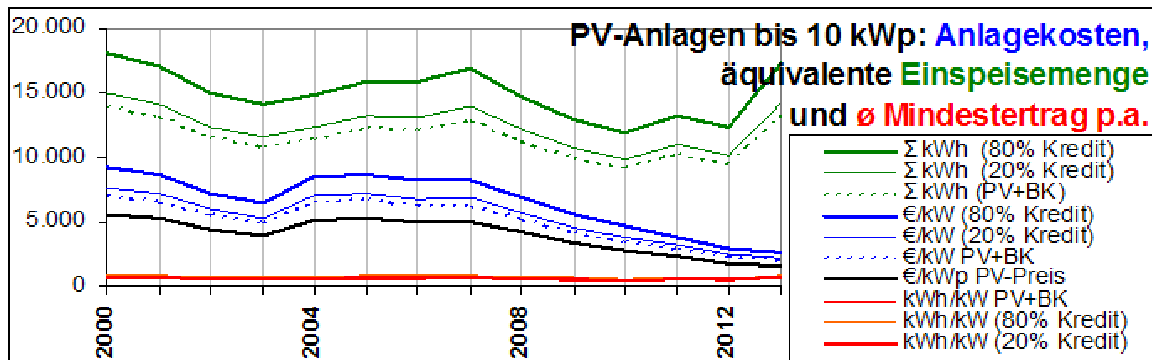


Abb. 13: Kosten, Mindest-Ertrag

Um diese Mindesterträge genauer zu betrachten, ist in der folgenden Grafik (Abb. 14) der Bereich bis 1000 kWh/KW vergrößert dargestellt. Zur Orientierung sind die folgenden Durchschnittserträge eingetragen:

- 'Min.743 in D' und 'Ø 938 in D' bei optimal ausgerichteten Anlagen mit 0,75 Performance Ratio<sup>49</sup>, und
- 832 und 908 kWh/KW bei Anlagen mit IBN 2000 bis 2005 und 2006 bis 2011<sup>50</sup>.

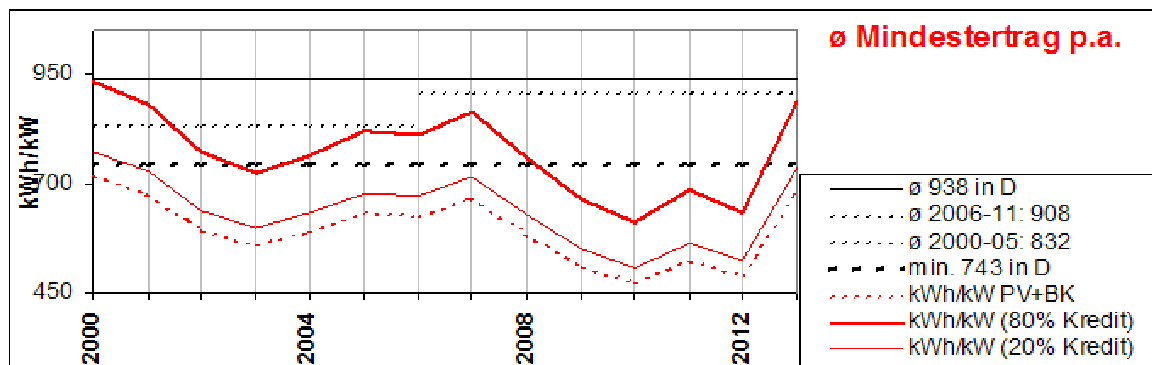


Abb. 14: Zoom auf Mindest-Ertrag

<sup>46</sup> "Die Unterschiede der Technologien sind gering und liegen meist weit unter 5%, Eindeutige Tendenzen für die eine oder andere Technologie sind nicht ersichtlich.", DGS, PV-Leitfaden 2013, S.9-53

<sup>47</sup> DGS, PV-Preisentwicklung, Berlin 2013, - minus 20% Zuschuss bei Anlagen aus 1999-2003

<sup>48</sup> Berechnung: 20,5 Jahre Vergütungsgarantie - 1/2 Jahr Ausfallzeit, jeweils mit 0%, 20%, 80% Fremdfinanzierung, 4% Zins, 20 Jahre Laufzeit, 1% Betriebskosten, 2,5% Inflation, 0,25% Ertragsminderung p.a.

<sup>49</sup> JRC/PVGIS 2013

<sup>50</sup> DGS, PV-Leitfaden 2013, S.9-53, Untersuchung mehrerer PV-Programme

Es zeigt sich

- Selbstfinanzierte Anlagen refinanzieren sich überall (rot gestrichelt).
- Je höher der Mindestertrag, desto problematischer wird eine Kredit-Refinanzierung.
- Interessant ist hier also der Korridor der kreditfinanzierten Anlagen (rot durchgezogen, normal/fett): Je höher diese 'Kreditlinien' über dem Mindestertrag liegen (min.743 in D, fett schwarz gestrichelt), desto höher muss die Einstrahlung am Standort sein. Je weiter sie unterhalb liegt, desto mehr wird zu viel vergütet.

Da die Bundesregierung vermutlich auch mit diesen Preisen arbeitet, ist unwesentlich, ob die Preise und somit die Mindesterträge evtl. etwas höher liegen. Das Verhältnis bliebe gleich, die Betreiber hätten allerdings eine höhere Kreditbelastung.

Es zeigt sich aber auch:

- Die Einspeisevergütung wurde von 2004 bis 2008 wesentlich an der Preisentwicklung orientiert.
- Von 2009 bis 2012 ignorierte man zu lang die Preisentwicklung<sup>51</sup>, was zum Vergütungszugewinn und einer unnötigen Umlageerhöhung über das Normalmaß (des Anstiegs von 10 auf 26 GW Gesamtleistung bis Ende 2011) hinaus führte.
- Die ab April 2012 geltende *monatliche* Vergütungsabsenkung führte zu einem ungewollten Zubau-Boom auf knapp 33 GW Gesamtleistung bis Ende 2012, der durch die Überschreitung des jährlichen Zubaudeckels eine weitere Absenkung bewirkte.
- Seit etwa 2012/2013 müssen sich Anlagen eher durch Eigennutzung bzw. Stromkosten-Einsparung rechnen.

### Break-Even-Point von 10 KW-Anlagen - auf Basis der EnergyMap 2012

Die hier nun für alle 1 bis 10 KW- Anlagen aus der 2000 bis 2012 berechneten kostendeckenden Erträge zeigen, dass das obige Beispiel nahezu der Realität entspricht. Der Verlauf ist fast identisch - die obigen Aussagen bestätigen sich (Werte s.u. Tab. 8).

Die Grafiken enthalten wie oben, aber für alle Anlagen und als Korridor aus 0% und 100% Eigenkapital-Anteil berechnet (s. Abb. 15, EK 0%, EK 100%):

- den Handels- und realen Anlagenpreis (€/KW, abzgl. Zuschuss).
- die Anlagekosten incl. Betriebs- und Finanzierungskosten (€/KW Kosten EK 0, blau),
- die zur Refinanzierung notwendigen Gesamterträge (kWh, grün),

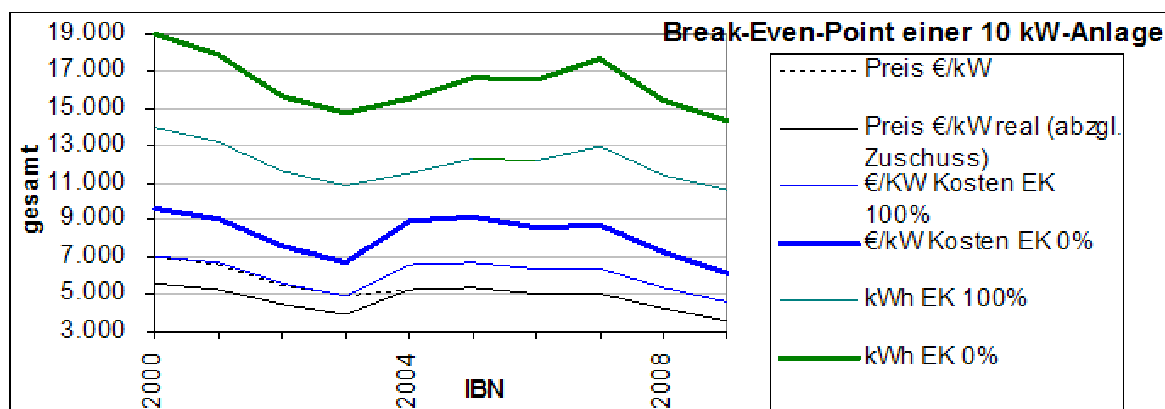
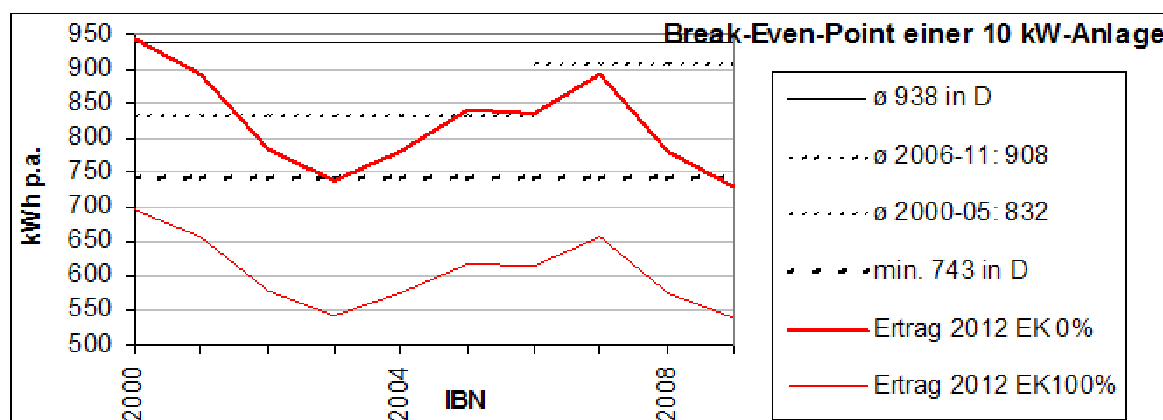


Abb. 15: Break-even-Point - EnergyMap

und wiederum gezoomt (Abb. 16):

<sup>51</sup> ... sowie DGS-Hinweise auf stark fallende PV-Anlagenpreise

- die kostendeckenden Jahreserträge als Durchschnitt und Vergleichswert für 2012 ,
- sowie zur Orientierung die Durchschnittserträge in D.



**Abb. 16: Break-even-Point EnergyMap, Zoom auf Ertrag**

Berechnungswerte: Tabelle (Tab. 8) enthält den jeweiligen Vergütungssatz, den normalen und realen Anlagenpreis (€/KW, abzgl. 20% Zuschuss), die Anlagenkosten pro KW (incl. Betriebskosten), 0% und 100% Eigenkapital-Anteil (EK0%, EK100%), - und den zur Refinanzierung notwendigen Gesamtertrag (kWh EK) und Ertrag 2012.

**Tab. 8: Vergütung, Preis, kostendeckender Ertrag bei 0 und 100% Eigenkapital**

Jahr	Gebäude1	Preis €/kW	Preis €/kW real (abzgl. Zuschuss)	€/kW Kosten EK 100%	€/kW Kosten EK 0%	kWh EK 100%	kWh EK 0%	Ertrag 2012 EK 100%	Ertrag 2012 EK 0%
2000	50,62	7.000 €	5.600 €	7.078 €	9.618 €	13.983 €	19.000 €	695	945
2001	50,62	6.600 €	5.280 €	6.674 €	9.054 €	13.185 €	17.886 €	657	892
2002	48,10	5.500 €	4.400 €	5.561 €	7.541 €	11.561 €	15.678 €	578	784
2003	45,70	4.900 €	3.920 €	4.955 €	6.735 €	10.842 €	14.737 €	543	739
2004	57,40	5.200 €	5.200 €	6.573 €	8.933 €	11.451 €	15.563 €	575	782
2005	54,53	5.300 €	5.300 €	6.699 €	9.099 €	12.285 €	16.686 €	619	840
2006	51,80	5.000 €	5.000 €	6.320 €	8.580 €	12.201 €	16.564 €	616	836
2007	49,21	5.050 €	5.050 €	6.383 €	8.673 €	12.971 €	17.624 €	657	892
2008	46,75	4.200 €	4.200 €	5.308 €	7.208 €	11.354 €	15.418 €	576	782
2009	43,01	3.600 €	3.600 €	4.550 €	6.170 €	10.579 €	14.346 €	538	730

## Vergleichswert: Mindestertrag 'MinUrban5%' / JRC

### Solarstrom-Potential optimal ausgerichteter Anlagen

Das min/max. mögliche PV-Strompotential wird bei JRC/PVGIS basierend "auf einem Mix der 'klassischen' PVGIS-Daten und der satelliten-basierten CMSAF-Datenbank" berechnet, die online als Datenbank und PVGIS<sup>52</sup> zur Verfügung gestellt sind.

Das Ertragspotential optimal ausgerichteter Anlagen\_mit 0,75 Performance Ratio liegt

- zwischen 743 und 1090 kWh/KW in D, und
- bei 887 und 1015 kWh/KW in Siedlungsgebieten  
(min.Urb5 | max.Urb95 = 5% | 95% Vorkommen).

<sup>52</sup> JRC/PVGIS 2013/14

Zum Vergleich wurden die Werte für 1991 und 2007 zugefügt (PR 0,64 und 0,85)<sup>53</sup>.

Tab. 9: Globalstrahlung und PV-Strompotential

Jährliche Globalstrahlung pro m <sup>2</sup> (kWh/m <sup>2</sup> ) in D							
min	min. urb5	avg	max.urb9	max			
991	1182	1251	1353	1454			
Erzeugbare Kilowattstunden pro KW (kWh/kWp)					Jahr		Ratio
743	887	938	1015	1090	kWh/kWp Stromertrag	(PVGIS)	0,75
892	1064	1126	1218	1308	kWh/kWp Stromertrag		0,9
842	1005	1063	1150	1236	kWh/kWp Stromertrag	2007	0,85
634	757	801	866	930	kWh/kWp Stromertrag	1991	0,64

## Vergleichswert: MinPLZone - Mindesterträge 2012 auf Basis der PV-Ertraege.de

Problem-Anlagen sind daran erkennbar, wenn ihr Ertrag bei ansonsten gleichen Bedingungen niedriger liegt als bei gut laufenden Anlagen am selben Standort.

Zur Kontrolle gibt es per Datenlogger gespeiste Ertragsdatenbanken, die über die technischen Daten verfügen (Ausrichtung, Neigung, Hersteller etc.), teils aber nur regional oder herstellerspezifisch geführt werden, nicht immer öffentlich zugänglich sind<sup>54</sup> und im Unterschied zur ÜNB- bzw. EnergyMap-Datenbank nicht alle Anlagen enthalten.

Die jährlich und regional unterschiedlich ausfallenden Solarerträge sind hier (s. Abb. 17) auf Basis der nicht-nachgeführten Anlagen in der frei zugänglichen Ertragsdatenbank PV-Ertraege.de abgebildet<sup>55</sup>. Es handelt sich hauptsächlich um optimal ausgerichtete, problemlos laufende Anlagen, wodurch ein Trend zu überdurchschnittlichen Erträgen im Vergleich zu anderen Anlagen besteht (ein Daten-Logger warnt bei Ertragsrückgang, das Gros der Betreiber hat aber keinen; es besteht die online-Möglichkeit zur Vergleichsrechnung und Diskussion mit Sachverständigen).

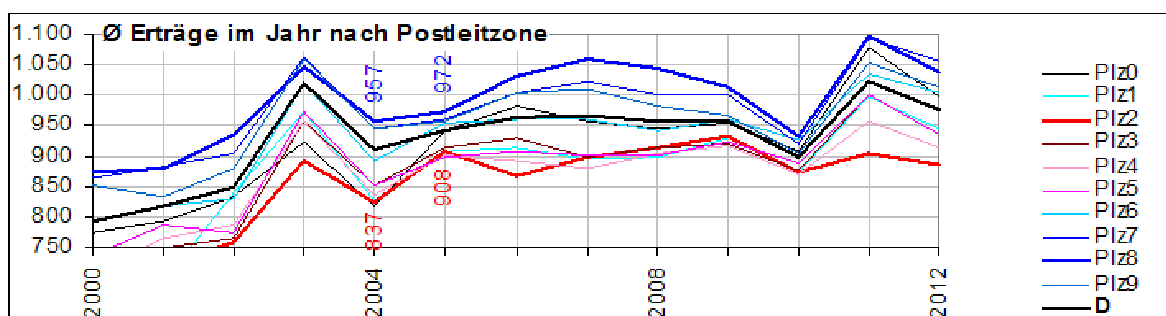


Abb. 17: PvErträge.de 2000-2012

## Durchschnittlicher Soll-Ertrag nach Inbetriebnahme-Jahr

Als Soll-Ertrag in 2012 wurden die bisherigen Ertragssummen nach Inbetriebnahme und Postleitzone<sup>56</sup> umgerechnet (s. Abb. 18). Der Ertragskorridor des min/max. Möglichen (fett rot/blau) liegt zwischen den PLZonen 2 und 8 (SH,HH,NI,HB,MV,ST bzw. BW+BY) bzw. bei den min/max. Erträgen in Siedlungsgebieten (JRC/PVGIS, schwarz gestrichelt). Von 2004..2010 verläuft er relativ gleichmäßig zwischen 874..1000 bzw. 939 kWh/kWp

<sup>53</sup> 1991 ca. 0,64 bzw. 2007 ca. 0,85, laut Meinhardt/SMA, in: BSW-Solar Themen 2007, S.76

<sup>54</sup> Übersicht frei zugänglicher PV-Ertragsdatenbanken: s. Photovoltaik-web.de

<sup>55</sup> SFV, PV-Ertraege.de 1/2014: Der Datenbestand beträgt 16 Tsd. Anlagen mit 14,4 MW Gesamtleistung und Ø 12 KW, und berücksichtigt nur komplette Jahreserträge oberhalb eines Mindestertrags

<sup>56</sup> Postleitzone: 1. Stelle der Postleitzahl (PLZ)

in D (+0,5..2%), und steigt nur leicht an, obwohl sich die Anzahl der Datensätze auf 14.000 erhöht hat.

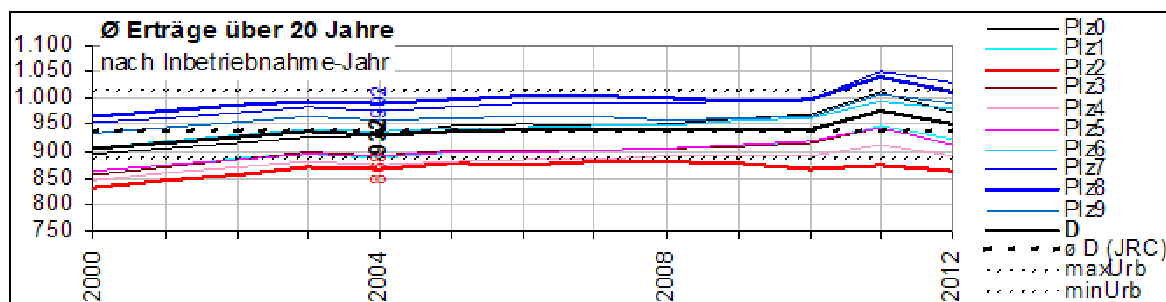


Abb. 18: Durchschnittserträge nach IBN - auf Basis PvErträge.de

### Vergleichswert Min.PLZone - Mindestertrag 2012 in der Postleitzone

Der obige um 10% gesenkte Sollertrag (5% entspricht 1 Jahr Anlagen- und Vergütungsausfall) bildet den Vergleichswert 'Min.PLZone', der hier als Schnittpunkt von IBN-Jahr und PLZone abzulesen ist (s. Abb. 19). Er ist jedoch nur ein Anhaltspunkt, da Postleitzonen mehrere Einstrahlzonen überstrecken.

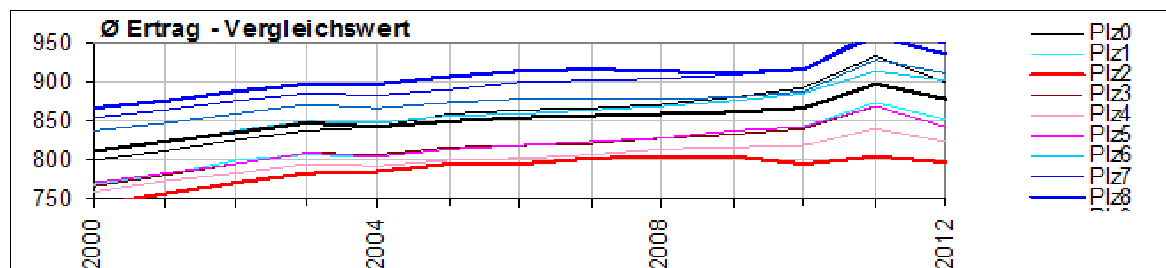


Abb. 19: Ertrag 'MinPLZone' - auf Basis PvErträge.de

### Vergleichswert: Umkreis-Mindestertrag

Zunächst wurde aus der EnergyMap der Durchschnittsertrag von funktionierenden Anlagen (über 600 kWh/kW) nach Raumordnungsregion<sup>57</sup> und Kreis ermittelt - und um 5% gesenkt (1 Jahr Ausfall). Aus dem Durchschnitt von Region, Kreis und obiger Min.PLZone wurde dann ein ebenfalls um 5% abgesenkter 'Umkreis-Mindestertrag' gebildet (s. Abb. 20).

### Bewertungshierarchie

Die Bewertungshierarchie der Mindest-Erträge (s.Grafik) hat praktischen Orientierungswert:

- Ist bspw. eine selbst finanzierte Anlage nicht refinanzierbar, so ist sie das auch nicht mit Kreditfinanzierung.
- Liegt der Ertrag einer nicht großteils selbst-finanzierten Anlage weit unter dem 'Mindest-Umkreis-ertrag', dem ebenfalls um 5% gesenkten Durchschnittsertrag der Anlagen in D 'Min 2000-2005' oder dem Mindestwert optimal ausgerichteter innerstädtischer Anlagen 'Min Urban5'<sup>58</sup>, so weist das auf ein mehr oder minder gravierendes Problem hin (bspw. Generator-Verschattung, Wechselrichter-Defekt).

<sup>57</sup> Raumordnungsregionen entsprechen den Landesregionen, liegen zumeist innerhalb einer Einstrahlzone

<sup>58</sup> mit 0,75 Performance Ratio, JRC/PVGIS

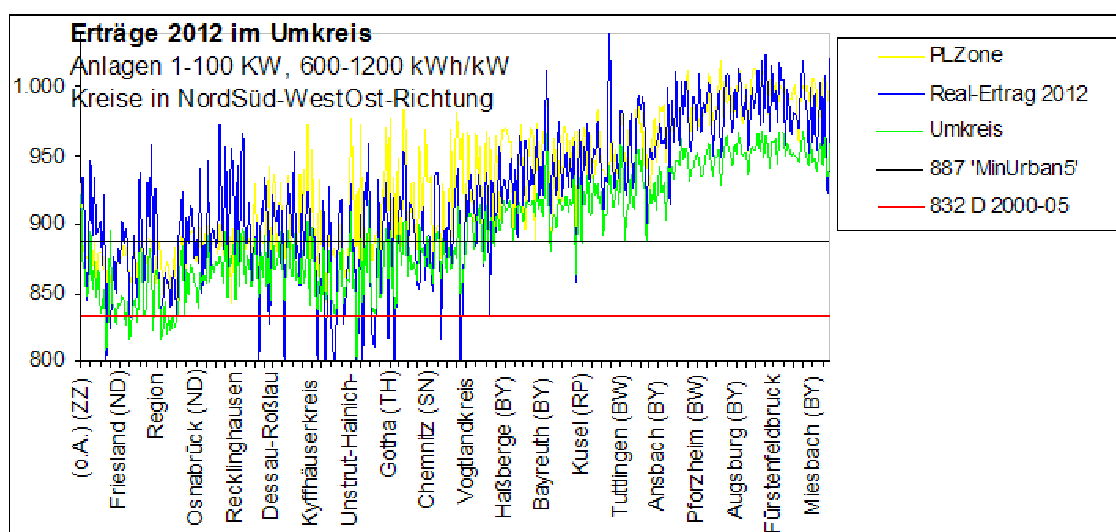
Bei den herausgefilterten Anlagen ist davon auszugehen, dass bei ihnen demnächst zumindest ein Wechselrichtertausch vorgenommen wird, wodurch ihr Performance Ratio und ihre Einspeisung steigt. Da der Vergütungssatz gleich bleibt, steigt die Vergütung auf Kosten der Umlage (s.o. "Problem: Vergütungsgewinn beim Modultausch").

Diese Tausch-Kandidaten werden im Folgenden als Beispiel für die Modultausch-Umlagesumme, den kostenneutralen Vergütungssatz und als Zielgruppe der 'Restlaufzeit-Fabrik' behandelt.

### Zur Veranschaulichung

**Erträge:** Abb. 20 zeigt für die Stadt/Land-Kreise (in Nord-Süd/Ost-West-Richtung):

- den Durchschnittsertrag in der jeweiligen Postleitzzone (gelb, wie Abb. 18),
- den Real-Ertrag 2012 (blau) laut Anlagenregister,
- den 'Umkreis-Ertrag' als Durchschnitt von Postleitzzone, Region und Kreis, sowie
- zur Orientierung: '887 Min.Urban5' und '832 D 2000-2005'.



**Abb. 20: Erträge 2012 im Umkreis**

**Vergleichserträge:** Abb. 21 zeigt anhand der abgesenkten Mindesterträge, dass die rekonstruierten Soll-Erträge ('Min SOLL', rot) in etwa übereinstimmen mit

- den kostendeckenden Mindest-Erträgen bei 0% Eigenkapital (Min EK 0%, rosa)
- und Ertrag '842 MinUrban5' (schwarz durchgezogen, -5%),

und etwas oberhalb liegen von

- dem Mindest-Ertrag bei 20% Eigenkapital (Min EK 20%, rosa), und
- dem Min.Durchschnittsertrag '790 Min 2000-2005' (rot, -5%).

Sie zeigt aber auch, dass im Norden (links) mindestens 20-50% Eigenkapital nötig ist, während sich im Süden sogar eine zu 100%-kreditfinanzierte, schlecht ausgerichtete Anlage noch rechnet.

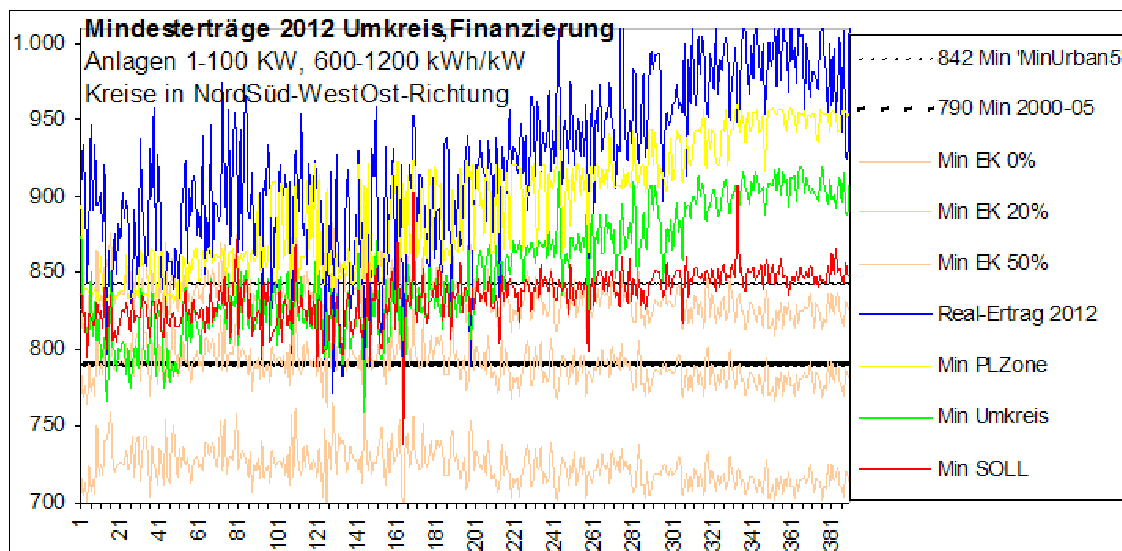


Abb. 21: Mindesterträge 2012 - Umkreis, Finanzierung

## Anlagenbetreiber

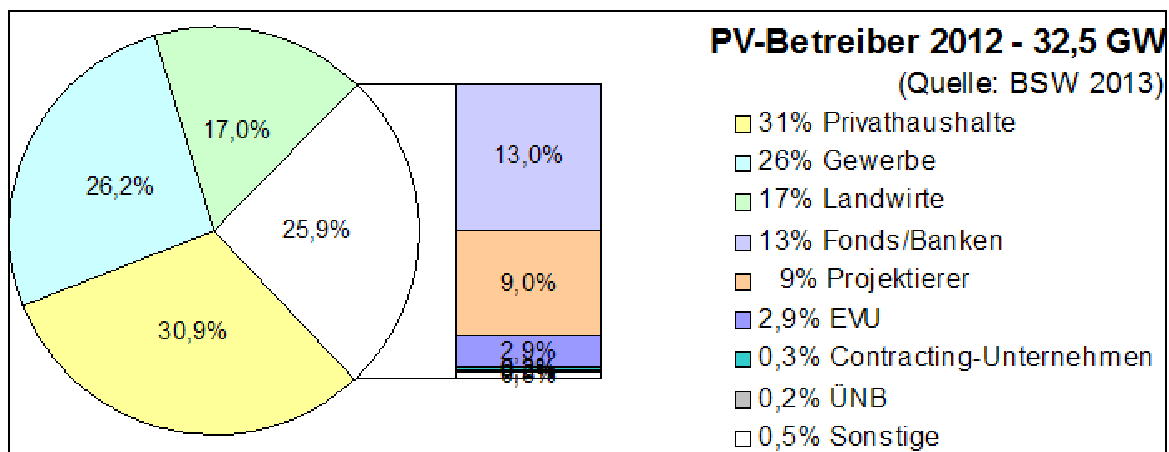


Abb. 22: PV-Betreiber

Das 100.000-Dächerprogramm 1999 und das EEG 2000 richteten sich bis 2004 zunächst an Privathaushalte, Gewerbe und Landwirte. Im Unterschied zu anderen nahmen/nehmen sie die Energiewende ernst und investierten unverhofft Milliarden. Von 32,5 GW PV-Gesamtleistung 2012 gehören ihnen fast 75%, rd. 22% entfallen auf Fonds, Banken und Projektierer - und gerade einmal 3,1% auf EVUs und ÜNBs<sup>59</sup>, die offensichtlich ein ganzes Jahrzehnt verschlafen haben.

Für die Untersuchung ist diese Unterteilung jedoch nicht zielführend. Die Betreibergruppen ergeben sich hier aus dem ermittelten Eigenkapital und dem Grad der Unwirtschaftlichkeit ihrer Anlagen.

<sup>59</sup> BSW, PV-Eigentümeranteile 2012: 30,9% Privatpersonen, 26,2% Gewerbe, 17% Landwirte, 13% Fonds/Banken, 9% Projektierer, 2,3% sonstige EVU, 0,5% Sonstige, 0,3% Contracting-Unternehmen, 0,3% Regionalerzeuger, 0,3% internationale EVU, 0,2% ÜNBs

### 3. Repowering-Kandidaten - Auswertung

Hinweis: Die folgenden Werte pro KW Leistung sind nicht der Durchschnitt der Einzelanlagen, sondern der Durchschnitt aus den Gesamtsummen an Leistung, Preisen und Eigenkapital (gewichteter Durchschnitt). Sie werden hier also als 1 Gesamtanlage mit verschiedenen Standorten, Preisen und Einzelwerten behandelt.

#### Eingrenzung

Bis 2012 wurden insgesamt 1,4 Mio. PV-Anlagen installiert. Von den rd. 420 Tsd. Anlagen mit IBN 1999 bis 2008 (ca. 30%) wurden rd. 160 Tsd. mit einer Leistung von 1 bis 100 KW und einem Ertrag bis 908 kWh/KW<sup>60</sup> (s. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, Zeile 1) daraufhin untersucht, inwiefern sie *nicht* kostendeckend arbeiten - und somit für ein PV-Repowering infrage kommen.

Anlagen mit invaliden Datensätze wurden hierbei ignoriert (Spalten rechts: 0 kWp, 0 KW, 0 Ertrag, suspekte und utopische Erträge)

Tab. 10: Eingrenzung der Repowering-Kandidaten

Typ	Anlagen	MW	KW Ø	Ertrag Ø	Ø kWh	n: 0 KW, 0 Ertrag	n: 0 KW, 0 Ertrag	n: 0 KW, 0 Ertrag	n: 0 KW, 0 Ertrag
1-100 KW	159.255	1.540	10	816	1.453	0	0	0	0
"	236.835	3.336	14	987	1.236	0	0	0	0
andere	983.960	29.401	30	672	100.989	231.421	38.926	2446	
Summe:	1.380.050	34.276			103.678	231.421	38.926	2.446	

Bei 30-110 Tsd. Anlagen mit 110-680 MW Gesamtleistung ist die Kostendeckung bis zum Ende der Garantzeit *nicht oder nur per Verlustabschreibung* erreichbar (s. Tab. 11, Kosten1 - Kosten0 = 100% bis 0% Eigenkapital).

Tab. 11: Gruppierung nach Eigenkapital-Anteil

Gruppe	Anzahl	MW	Ø KW	Ø Ertrag	Ø Soll-Ertrag	Ø Eigenkapital	Ø Jahr d. Kosten- d. Kosten- deckung	Gruppe
Kosten1	31.292	112	4	704	820	100%	24	100%
Kosten2	12.434	55	4	795	824	91%	21	80-100%
Kosten3	24.425	134	5	823	864	66%	21	50 - 80%
Kosten4	25.714	194	8	842	882	36%	21	20 - 50%
Kosten0	16.576	182	11	842	867	11%	20	0 - 20%
Summe:	110.441	678						

- Eindeutig ist das bei den 31 Tsd. selbst finanzierten Anlagen (Kosten1) und sehr wahrscheinlich bei den mit über 80% Eigenkapital errichteten Anlagen (Kosten 2) - also rd. 43 Tsd. Anlagen mit 167 MW Gesamtleistung.
- Ob die anderen rd. 67 Tsd. Anlagen nun wirklich mit 20 bis 100% Kredit errichtet wurden und dem entsprechende Finanzprobleme haben oder umgekehrt bei 100% Eigenkapital in der Gewinnzone liegen, bleibt zunächst unklar, solange keine Daten über die realen Kreditanteile vorliegen. Wie weit sie ein Finanzproblem haben, wird sich letztlich am Verhalten ihrer Betreiber zeigen.

<sup>60</sup> 908 kWh/KW: Ø Ertrag von Anlagen mit IBN 2006-2011, s. PVL 2013

- Interessant ist der Umkehrschluss, dass alle anderen untersuchten Anlagen (rd. 50 Tsd.) theoretisch auch mit 100% KfW-Kredit noch kostendeckend betrieben werden können - was ungeahnte Möglichkeiten der sozialen Teilhabe an der Energiewende eröffnet. Das Problem reduziert sich auf den Dach- & Kreditzugang.

Im Weiteren werden die mit 100% Eigenkapital errichteten Anlagen (Kosten1) betrachtet, da bei ihnen wird vermutlich in der nächsten Zeit ein Modul- und/oder Wechselrichter-Tausch vorgenommen wird (Tab. 12, jeweils Zeile 1):

Von den 31 Tsd. Anlagen mit rd. 110 MW Gesamtleistung liegen

- 45% unter 700 kWh/KW, 86% unter dem Avg 1999, 90% unter dem Avg 2005
- 92% unter dem Min.Umkreis-Ertrag (10% unter Kreis, Region),
- 98% unter dem Mindestertrag optimaler Anlagen bei 0,75 PR von Anlagen (Min.Urban5, JRC) sowie alle unter Avg 2011 (908 kWh/KW).

**Tab. 12: Ertrag, Anzahl, MW Leistungssumme**

		Ø Ertrag							
Problem	Anzahl		bis 600 kWh/KW	bis 700 kWh/KW	bis 815 (Ø bis 1999)	bis 832 (Ø bis 2005)	bis 887 (MinUrban5)	bis 908 (Ø bis 2011)	
Kosten1	31.292	704	547	656	754	824	856	897	
Kosten2	12.434	795	581	652	767	824	861	898	
Kosten3	24.425	823	588	663	771	824	859	898	
Kosten4	25.714	842	562	683	765	824	862	898	
Kosten0	16.576	842		690	776	824	862	898	
Problem	Anzahl	Anzahl	bis 600 kWh/KW	bis 700 kWh/KW	bis 815 (Ø bis 1999)	bis 832 (Ø bis 2005)	bis 887 (MinUrban5)	bis Min. Umkreis	
Kosten1	31.292		5.424	14.231	26.958	28.218	30.749	28.679	
Kosten2	12.434		276	1.380	7.253	8.188	10.822	8.644	
Kosten3	24.425		33	2.110	9.380	11.664	19.455	13.340	
Kosten4	25.714		1	712	8.793	10.175	17.017	12.229	
Kosten0	16.576		0	15	5.794	7.559	11.962	8.080	
Problem	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	MW		
Kosten1	31.292	112	34	66	102	105	111		
Kosten2	12.434	55	6	19	40	43	51		
Kosten3	24.425	134	1	36	83	91	118		
Kosten4	25.714	194	0	15	118	129	162		
Kosten0	16.576	182	0	1	85	108	156		

## Ursachen des Ertragseinbruchs

Es wird davon ausgegangen, dass die Ursachen ihres Ertragseinbruchs

- ein ausfallender Wechselrichter,
- ein Defekt, eine Beschädigung oder ein Diebstahl (gem.EEG §32.5),
- ein Defekt, der vom Modul-Hersteller nicht als Garantiefall anerkannt wird,
- eine Modul-(Teil)-Verschattung ist.

### a) Wechselrichtertausch

Für den im Normalfall alle 10 Jahre fälligen Wechselrichtertausch sollte der vorgeschlagene 'kostenneutrale Vergütungssatz' angewandt werden, da die Gesamtvergütung dabei um bis zu 7% steigt (s. S.9). Dem Betreiber entsteht kein Nachteil, zudem ist der schon mitvergütete Wechselrichterpreis auf ein Fünftel gefallen ist (300 € statt der einkalkulierten 1500 €/KW).

### b) Modultausch aufgrund "Defekt, Beschädigung oder Diebstahl" - gem. EEG §32.5

Beim Modultausch entsteht durch die modernere Technik und altem Vergütungssatz eine höhere Vergütungssumme (s. Tab. 13, MT0).

Bei der vorgeschlagenen Alternative 'kostenneutraler Vergütungssatz' bei gleichem Status (MT1) oder Neu-Inbetriebnahme (MT2) würde sich der Vergütungssatz von durchschnittlich 51 auf 43 bzw. 34ct/kWh ändern. Die Änderung der Gesamtvergütungssumme wäre:

- bei gleichem Status: 0 Euro (Verg.Diff. MT1), oder
- als Neu-Inbetriebnahme: 0 Euro nach 20 Jahren Neu-Garantiezeit, bzw. minus 70 Mio.€ bis zum Ende des aktuellen Garantiezeitraums (Verg.Diff. MT2).

Den Betreibern entsteht dabei aufgrund Geräteggarantie und Einspeisesteigerung kein Nachteil, da der neue Satz die noch ausstehende Vergütungssumme enthält. Es entfällt nur die 59 Mio.€ Überzahlung nach derzeitigem Recht (Verg.Diff. MT 0).

**Tab. 13: Normale versus kostenneutrale Vergütungssumme bei Modultausch**

Gruppe	Anzahl	Vergütung	Verg.Diff MT 0	Verg.Diff MT 1	Verg.Diff MT 2	Verg. Satz	Verg. real MT 0	Verg. Satz MT 1	Verg. Satz MT 2
Kosten1	31.292	430 Mio.€	59 Mio.€	0 Mio.€	-70 Mio.€	0,51 €	0,58 €	0,43 €	0,34 €
Kosten2	12.434	242 Mio.€	29 Mio.€	0 Mio.€	-26 Mio.€	0,51 €	0,57 €	0,44 €	0,38 €
Kosten3	24.425	655 Mio.€	72 Mio.€	0 Mio.€	-55 Mio.€	0,51 €	0,56 €	0,45 €	0,40 €
Kosten4	25.714	1.002 Mio.€	106 Mio.€	0 Mio.€	-75 Mio.€	0,51 €	0,56 €	0,45 €	0,41 €
Kosten0	16.576	975 Mio.€	98 Mio.€	0 Mio.€	-57 Mio.€	0,50 €	0,55 €	0,45 €	0,42 €
Summe:	110.441	3.304 Mio.€	363 Mio.€	0 Mio.€	-283 Mio.€				

### c) Defekte & Kosten, die vom Modul-Hersteller nicht als Garantiefall anerkannt werden

Gründe für den Ertragseinbruch bei Modulen sind recht vielfältig, bspw.

- Feuer-, Montageschaden oder Glasbruch (Schneelast),
- Überhitzung, Verfärbung, Feuchtigkeitseinbruch, Verformung mit Glasbruch,
- Mikrorisse mit beschleunigter Ertragsminderung auf bis zu 5% jährlich.

Aufgrund der Aufteilung in 2 Jahre Gewährleistung<sup>61</sup>, 5 Jahre Produkt- und 20 Jahre Ertragsgarantie entsteht hier eine abschreckende Drohkulisse. Der Laie (Betreiber) muss dem Spezialisten (Hersteller) den Ertragsrückgang als Garantiefall nachweisen, eine Begutachtung vorstrecken, die den Modulwert übersteigt, und hohe Anwalts- und Gerichtskosten in Kauf nehmen. Zumindest eine Spitzfindigkeit wurde jetzt untersagt: Hersteller hatten in der Werbung eine "Rundum-Garantie" versprochen, aber die Montagekosten in den AGB<sup>62</sup> wieder ausgeschlossen. Diese Einschränkung ist ungültig, solange nicht eindeutig darauf hingewiesen wird<sup>63</sup>.

<sup>61</sup> BGH Urteil 9.10.2013, Az.VIII ZR 318/12 - Verjährung von Mängelgewährleistung

<sup>62</sup> AGB Allgemeine Geschäftsbedingungen

<sup>63</sup> LG München, 10.5.2012, Az.12018913/11

#### d) Modul-Verschattung

Im Fall der Verschattung durch Bäume, Neu- und Anbauten im Umfeld ist der Betreiber machtlos - laut geltendem Recht muss er dies klaglos hinnehmen<sup>64</sup>. Bei Teilverschattung ist eine Wiederherstellung der Wirtschaftlichkeit denkbar durch eine

- evtl. Baum-Auslichtung,
- evtl. mögliche Veränderung der Verschattung (Strings), oder
- evtl. mögliche Veränderung der Lage und Fläche, die bei Neu-Modulen mit gleicher Leistung nur ca. 2/3 der bisherigen Fläche beträgt (s. Anhang, S.39, Ertrags- und flächengleiche Anlagen nach Baujahr),
- Anlage-Verlagerung an einen anderen Standort im Umkreis (Nachbar, Stadtteil) oder Weiterbetrieb in einer lokalen EE-Genossenschaft.

Als Ultima Ratio bliebe der Verkauf an die Restlaufzeit-Fabrik.

#### Modul-Rückkauf und Repowering

Die zu 100% selbstfinanzierten Anlagen haben zum Ablauf der Garantiezeit einen Vergütungsausfall von rund 500 €/KW (Tab. 14, Kosten1). Ihre noch ausstehende, aber *nicht mehr realisierbare* kostendeckende Soll-Vergütung von rd. 380 €/KW p.a. entspricht in der Summe etwa

- 2 Neuanlagen oder 4-fachem Modultauch incl. WR- und Arbeit, - anders herum:
- die Neuanlage 'kostet' 4, der Modultauch 2 Jahresvergütungen.

Die Betroffenen müssen sich also überlegen, was sie mit ihrer Anlage anstellen werden. Aus Sicht der Umlagezahler spricht beim kostenneutralen Vergütungssatz nichts dagegen, ihnen weiter-verwendbare Alt-Module zwecks Repowering abzukaufen.

Tab. 14: Vergütungsausfall, Rest-Summe und äquivalente Vergütungsjahre

Gruppe	Anzahl	Saldo Restzeit	Verg./Jahr	Kosten-deckungs-Jahr	Rest-Garantie	Jahre: Neuanlage	Jahre: Modul-tausch	Soll zu Neuanlage	Soll zu Neumodul
Kosten1	31.292	-505€	381 €	24	10	4 2		2 5	
Kosten2	12.434	-135€	382 €	21	11	4 2		3 6	
Kosten3	24.425	-222€	401 €	21	12	4 2		3 6	
Kosten4	25.714	-221€	414 €	21	12	3 2		4 7	
Kosten0	16.576	-131€	415 €	20	13	3 2		4 7	

#### Repowering

Zur Übersicht über die möglichen Folgen für die Vergütungssumme sind hier die Varianten als Differenz zur normalen Vergütung (Verg.Alt) *aller* Anlagen gegenüber gestellt (Tab. 15, blau/rot= plus/minus):

- Verg. MT0-Diff: mit gleichem Status (S. 7 - der ungeplante Zugewinn),
- Verg. MT1-Diff: kostenneutrale Vergütung bei gleichem Status (S. 10, Vorschlag),
- Verg. MT2-Diff: kostenneutrale Vergütung bei Neu-Inbetriebnahme, und

<sup>64</sup> "Laut Rechtsanwalt Gaßner, Berlin, gibt es kein Recht auf Verschattungsfreiheit. Im Falle der Verschattung greifen weder BGB §903ff Eigentumsschutz, noch BBauG §1.6F Bebauungsplan oder §34 Rücksichtnahmegebot. Dadurch können in innerstädtischen Bereichen Klimaschutzmaßnahmen, wie Solarstrom oder -wärme, nur eingeschränkt Anwendung finden. Bis zur Änderung des Baurechts wäre hilfreich, in den örtlichen Bausatzungen die nachträgliche Verschattung von Solaranlagen zu untersagen." SFV, 24.9.2008

- Verg. MT4-Diff: MT2 plus Altmodul-Rückkaufpreis als Vergütungszuschlag (ca. 300 €/KW bzw. 1-2 ct/kWh Einspeisung).

MT2 und MT4 sind Minuswerte in der aktuellen Garantiezeit, aber 0 Euro über die 'gestreckte' Gesamtlaufzeit (Neu-IBN).

Die vorgeschlagene kostenneutrale Vergütung (MT1, MT2) ist naturgemäß gerechter und günstiger für die Umlagezahler. Insbesondere zeigt die geringe 'Differenz MT4:MT2' (Spalte rechts, blau), dass der Modulrückkauf per Vergütungszuschuss als Teil der Repowering-Refinanzierung kaum ins Gewicht fällt - bspw. zeigt Zeile 1 bei MT0 einen 63 Mio.-Zugewinn gegenüber minus 66 Mio.€ bei Verg.MT4 Diff (innerhalb des aktuellen Garantiezeitraums).

Im Fall des Weiterbetriebs in einer lokalen EE-Genossenschaft könnte der Rückkauf über die Restlaufzeit-Fabrik erfolgen.

Tab. 15: Modultauch: Vergütungssummen

Modultauch: Vergütung			(Daten-Stand 25.3.2014 7:19)						
Problem	Anzahl	Verg.Alt	Verg MT0 Diff	Verg MT1 Diff	Verg MT2 Diff	Verg MT4 Diff	Diff MT4:MT2		
Kosten1	32.627	458 Mio.€	63 Mio.€	-0 Mio.€	-71 Mio.€	-66 Mio.€	5 Mio.€		
Kosten2	4.232	82 Mio.€	10 Mio.€	0 Mio.€	-9 Mio.€	-5 Mio.€	4 Mio.€		
Kosten3	36.337	1.099 Mio.€	120 Mio.€	-0 Mio.€	-93 Mio.€	-44 Mio.€	49 Mio.€		
Kosten4	24.816	1.412 Mio.€	144 Mio.€	0 Mio.€	-90 Mio.€	-32 Mio.€	59 Mio.€		
Kosten0	15.921	1.346 Mio.€	134 Mio.€	0 Mio.€	-83 Mio.€	-30 Mio.€	53 Mio.€		
					-347 Mio.€	-177 Mio.€	170 Mio.€		

### Modultauch: Arbeit, Kosten (alle Alt-Anlagen)

Die Tabelle (Tab. 16) gibt einen Überblick für eine denkbare Modultauch-Aktion (MT) aller Anlagen mit

- 300-2200 Arbeitsjahren, 30-220 Mio.€ Arbeitskosten (Umsatz),
- 97-700 Mio.€ Modul- und Wechselrichter-Kosten (Neuteile),
- 10-15% Performance-Ratio-Steigerung (PR plus) und
- 320-360 €/KW Rückkaufpreis für weternutzbare Altmodule (RLZ Rückkauf).

Tab. 16: Modultauch: Kosten, Arbeit

Problem	Anlagen	MW	MT Arbeits- Jahre	MT Arbeits- Kosten Mio	MT Neuteile Mio	MT PR Plus	RLZ Rückkauf		
Kosten1	32.627	121	302 J.	30 Mio.€	97 Mio.€	15%	318 €		
Kosten2	4.232	20	49 J.	5 Mio.€	16 Mio.€	13%	351 €		
Kosten3	36.337	224	561 J.	56 Mio.€	179 Mio.€	12%	357 €		
Kosten4	24.816	270	674 J.	67 Mio.€	216 Mio.€	11%	345 €		
Kosten0	15.921	245	613 J.	61 Mio.€	196 Mio.€	10%	339 €		
		880	2.199 J.	220 Mio.€	704 Mio.€				

### Modul-Weiternutzung via Restlaufzeit-Fabrik

Unter der Annahme, dass

- die Hälfte der Betreiber auf das Angebot eingeht und
- 3/4 der Altmodule weternutzbar sind,

ergeben sich

- 46 bis 333 MW Leistung und

- 114 bis 826 Arbeitsjahre (Rlz Arbeit). - die jeweils zweimal,  
beim Modultausch der Altanlage und beim Neubau der Restlaufzeit-Anlage anfallen.

Der Verkaufspreis (VK, rechte Spalte) an die Weiternutzer ist der Rückkaufpreis plus 100 € Zuschlag pro KW.

Eine Auflistung der Leistung, Arbeit und Kosten nach Regionen findet sich im Anhang (s. S. 36, Potenzial an Restlaufzeit - Anlagen, Arbeit und Kosten.

**Tab. 17: Restlaufzeit-Weiternutzung: Anlagen, MW, Arbeit, Kosten, Jahre, Preis**

Problem	Anlagen	Rlz MW	Rlz Arbeit	Rlz AKosten	Rlz Mio Modul VK	Rlz Jahre	Rlz Modul VK		
Kosten1	32.627	46	114 J.	11 Mio.€	50 Mio.€	9 J.	418 €		
Kosten2	4.232	8	18 J.	2 Mio.€	9 Mio.€	11 J.	451 €		
Kosten3	36.337	86	211 J.	21 Mio.€	102 Mio.€	11 J.	457 €		
Kosten4	24.816	102	253 J.	25 Mio.€	120 Mio.€	12 J.	445 €		
Kosten0	15.921	92	230 J.	23 Mio.€	108 Mio.€	12 J.	439 €		
		333	826 J.	82 Mio.€	389 Mio.€				

## 4. Verfahren: Repowering und Restlaufzeit-Fabrik

Die Organisation und der Ablauf wären ungefähr so denkbar:

Die Restlaufzeit-Fabrik (RLZ) wird als gemeinnützige gGmbH gegründet, möglichst von den Sozialpartnern (BSW, IGM), Fachverbänden (DGS, SFV, o.ä.), Sozial- und/oder Verbraucherverband als Gesellschaftern oder Beiratsmitgliedern. Sinnvoll ist das wegen der flächendeckenden örtlichen Präsenz und Reputation (lokales 'Bündnis für Arbeit': IHK, Handwerkskammer, DGB), der Aufsicht als auch mit Blick auf die Vorlaufkosten.

Die RLZ braucht zumindest (da vorläufig nicht absehbar ist, wieviel Rücklauf stattfindet)

- ein Testlabor - in der Nähe von ausreichend vielen Solarteuren, die hier zunächst halbtags bzw. nicht-hauptberuflich arbeiten können, und
- ein Modul-Lager möglichst in der Nähe eines PV-Recyclers<sup>65</sup> (geringe Transport- und Entsorgungskosten), das später erweiterbar sein muss.

Bei zunächst geringen Mengen wird insbesondere die 'Zentrale' agieren. Sie kann aber auch vor Ort bestellte Solarteure mit der Prüfung beauftragen, bspw. wenn es lokal/regional viele gleichartige Module gibt, die ohne Umweg als homogene Anlagen für örtliche Projekte zusammenstellbar sind (S. 36, Tab. 18: Restlaufzeit nach Region: Anlagen, Arbeit und Kosten).

### Ablauf

Die Betreiber oder Solarteure senden die Altmodule samt Papieren ein (bspw. via vorhandenem System eines PV-Recyclers). Die RLZ-Fabrik

- prüft die Module, Papiere etc., kennzeichnet sie (per Microdots o.ä.),
- ermittelt den Rückkaufpreis für weaternutzbare Module aus der Restgarantie im Verhältnis zum aktuellen Spotpreis (bspw. 600 € / 20 Jahre Laufzeit x 12 Jahre Restlaufzeit= 360 € Rückkaufpreis), und
- teilt ihn samt Kennzeichnung dem Betreiber, ÜNB und Anlagenregister mit.

Dieser Rückkaufpreis

- geteilt durch die Gesamtertragssumme der neuen Anlage

ergibt den Zuschlag auf den variablen Vergütungssatz

- der vom ÜNB als Vergütungszuschuss ausgezahlt und umgelegt wird,

und per Überweisung der RLZ-Fabrik an das EEG-Ausgleichskonto gedeckt (nach Verkauf der Restlaufzeit-Module). Das EEG-Vergütungs- und Umlage-Procédere bleibt dabei unverändert. Die RLZ-Fabrik benötigt nur wenig Kapital, hat kein Finanzierungsproblem und unterstützt mit evtl. Gewinnen die Anlaufphase der genannten Sozialprojekte.

### Ausblick

Mit zukünftig steigender Menge und größerem Interesse an Beteiligung und Verstärkung wachsen die Möglichkeiten für die Ausrichtung und Einbindung lokaler Projekte. Hier bieten sich folgende KfW-Kredite und Zuschüsse an:

- KfW Zuschuss 432: Energetische Stadtsanierung – 65% Zuschuss zur Quartierskonzept-Erstellung in der 1. Umsetzungsphase (für kommunale Zweckverbände)
- Prog. 148: IKU – Investitionskredit Kommunale und Soziale Unternehmen (gemeinnützige Organisationen, Kirche) bis zu 50 Mio.€ und 30 Jahre Laufzeit
- Prog. 215: IKK - Energetische Stadtsanierung - Stadtbeleuchtung, Ladestationen für Elektrofahrzeuge (für Kommunen, kommunale Zweckverbände)

---

<sup>65</sup> Ab 2014 besteht EU-weit eine 85%ige Rücknahme- und 80%ige Recyclingpflicht für Module (WEEE)

## 5. Zusammenfassung: Anreize, Handlungsempfehlungen

Die Studie ermittelt Anlagen mit gravierenden Ertrags- und Refinanzierungsproblemen, deren Betreiber (aufgrund ihres Ertragsproblems: gezwungenermaßen) auf das Angebot zum PV-Repowering eingehen würden. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Modultausch sowie ein PV-Repowering durch Rechtsänderung, Umschichtung und zeitlicher Umlage-Streckung sowie einer Restlaufzeitfabrik nahezu kosten- und umlageneutral möglich ist. Man muss es eigentlich nur wollen.

### Anreize

Der Anreiz für die PV-Anlagenbetreiber bzw. Repowering-Kandidaten besteht

- in der Wiederherstellung der Wirtschaftlichkeit ihrer PV-Anlage, allgemein in einer höherer Vergütungssumme oder Stromkosteneinsparung durch Eigennutzung,
- in der weitgehenden Deckung ihrer Neu-Investition durch den Vergütungszuschlag (oder einer Spendenquittung der Restlaufzeit-Fabrik gGmbH),
- last not least in der Finanzanlage-Möglichkeit zu Zeiten der Deflation (bspw. durch Anlagen-Erweiterung, Stromspeicher, Anschluss an Energiegenossenschaften).

Der Gewinn für die Gesellschaft<sup>66</sup> besteht

- in der konstruktiven Beseitigung der zukünftig milliardenschweren Gerechtigkeitslücke im EEG §32.5 (EEG 2014 §49.4) - der Schaffung eines höheren EE- (Klimaschutz) und Beschäftigungsanteils ohne wesentliche Zusatzkosten: Durch das doppelte PV-Repowering (der Alt- und Restlaufzeit-Anlagen) steigt der EE-Anteil ohne Zusatzbelastung der Umlagezahler und ohne den PV-Zubau-Deckel zu ändern. Durch die Streckung der ausstehenden Vergütungssumme wird zwar länger, aber jährlich sowie inflationsbedingt in der Summe weniger umgelegt (im Unterschied zum geltenden Recht).
- in der Ermöglichung oder Absicherung gemeinnütziger Projekte per Stromkostensenkung oder der erstmaligen Bereitstellung von Strom<sup>67</sup>. Sie erhalten Module bzw. PV-Anlagen mit mindestens 10 Jahren garantierter Restlaufzeit weit unter dem Marktpreis. Nach diesem 'Überbrückungs'-Jahrzehnt an PV-Nutzung und -F&E werden Module erschwinglich sein,
- in der Beschäftigungssicherung und Unterstützung der Umstrukturierung der Solarwirtschaft aufgrund des flächendeckenden, zukünftig steigenden Bedarfs (fortlaufender Umbau).

### Handlungsbedarf bei den Akteuren

#### Gesetzgeber

Der zu schaffende rechtliche Rahmen ist politisch unverfänglich, da technischer Natur. Änderungsvorschlag für EEG 2012 §32.5 (bzw. EEG 2014 §49.4):

- Eine per Modul- oder Wechselrichtertausch ertüchtigte PV-Anlage ist eine Neu-Inbetriebnahme. Ihr kostenneutraler, variabler Vergütungssatz ist der aktuell gültige

---

<sup>66</sup> Laut Emnid-Umfrage 9/2013 halten 93% den Ausbau weiterhin für wichtig bis außerordentlich wichtig. Fast 3/4 lehnen einen Ausbaustopp ab, rund die Hälfte fordert eine gerechtere Kostenverteilung (Photon.de 19.9.2013)

<sup>67</sup> Einsatzmöglichkeiten / Projekte: Schulen (s. KlimaschutzSchulenAtlas.de), Notstrom in Überschwemmungsgebieten (Katastrophenschutz), Strom in Regionen ohne Strom: Trinkwasser-Pumpen, -Aufbereitung, Licht für Schulen, Arzneimittel-Kühlung, Funk/Telefon-Akkuladung (Hilfe zu Selbsthilfe)

Satz plus der durch die neue Ertragssumme geteilten Restvergütungssumme (bspw. 13 ct/kWh in 2014 plus Vergütungsausfall geteilt durch 20 Jahre Neuertrag).

- Bei Restlaufzeit-Modulen wird der Rückkauf per Vergütungszuschuss über das normale Vergütungs- und Umlageverfahren abgewickelt. Die 'Restlaufzeit-Anlagen' werden nicht in den Zubau-Deckel eingerechnet.
- Bei Modulverschattung wird ein Standortwechsel im Stadt/Land-Kreis erlaubt.

Rechtsänderungen, die für das Restlaufzeit-Projekt nicht unmittelbar notwendig sind:

- EE-Anlagenregister: Um den kostenlosen Zugang der Öffentlichkeit zu gewährleisten, sollte man diese Aufgabe zivilgesellschaftlichen Organisationen übertragen, die schon seit Jahrzehnten das Interesse am freien Zugang zu einer sicheren Datenlage aufweisen (Subsidiaritätsprinzip, bspw. DGS, SFV). Etwaige Unkosten können durch Bußgelder für die fortgesetzten ÜNB-Ordnungswidrigkeiten refinanziert werden.
- Das "Rücksichtnahmegebot" im Baugesetzbuch (BBauG §34) sollte dringend auf Klimaschutzmaßnahmen ausgeweitet werden, um den dezentralen Ausbau der EE zu unterstützen und die Verschattung innerstädtischer solarthermischer und photovoltaischer Anlagen zu vermeiden<sup>68</sup>, und um nicht sich selbst oder das höherwertige Ziel "nachhaltiger Klimaschutz" zu konterkarieren. Nicht nur der Bestand, sondern auch der anstehende Zubau der 16 GW, möglichst verbrauchernah im innerstädtischen Bereich zu installierenden PV-Leistung bedarf rd. 2 Mio. Quadratmetern verschattungsfreier Dachflächen und Investitionssicherheit.

### **KfW - Kreditanstalt für Wiederaufbau**

Senkung der Kredit-Zugangsschwelle: Die Bonitätskriterien der staatseigenen KfW - mit 3% Zins für reichere, aber 5% bis zu 7,35% für weniger-solvente Bürger (Preisklassen F-I, Stand Mai/2014) sind bei 0,25% EZB-Zins für die KfW lukrativ, aber eben kein 'günstiger Kredit' für die reale Welt<sup>69</sup>.

Und kein sinnvoller Beitrag zu Klimaschutz, zur Energiewende und sozialen Teilhabe daran: Für den Untersuchungszeitraum zeigte sich, dass fast 1/3 Anlagen theoretisch auch mit 100% Kredit bzw. auch ohne Eigenkapital noch kostendeckend betrieben werden könnten<sup>70</sup>. Das Problem ist hier allein der Dach- und Kreditzugang - nicht Konto, Stand oder Schufa-Eintrag<sup>71</sup>.

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau sollte zumindest den folgenden Vorschlag unterstützen.

---

<sup>68</sup> "Laut Rechtsanwalt Gaßner, Berlin, gibt es kein Recht auf Verschattungsfreiheit. Im Falle der Verschattung greifen weder BGB §903ff Eigentumsschutz, BBauG §1.6F Bebauungsplan noch §34 Rücksichtnahmegebot. Dadurch können in innerstädtischen Bereichen Klimaschutzmaßnahmen wie Solarstrom oder Solarwärme nur eingeschränkt Anwendung finden. Bis zur Änderung des Baurechts wäre hilfreich, in örtlichen Bausatzungen die nachträgliche Verschattung von Solaranlagen zu untersagen." SFV / Susanne Jung, 24.9.2008, Recht auf Verschattungsfreiheit?

<sup>69</sup> KfW, Progr. 270, 274 und 208 jeweils mit 10/2/10 Jahren Laufzeit/tilgungsfrei/Zinsbindung. Bei der Beseitigung von Hochwasserschäden haben Kommunen 1% Zins

<sup>70</sup> siehe S.26, Repowering-Kandidaten - Auswertung: 50 von 160 Tsd. mit 1-100 KW, IBN 1999-2008

<sup>71</sup> Für eine Alleinerziehende im ALG2-Bezug mit 3250 kWh Strombedarf, aber ohne Eigenkapital ergibt sich für die entsprechende Investition in eine 3,5 KW PV-Anlage von 2004 bis 2014 ein Nullsummenspiel - wenn sie denn für den Bruttopreis a) einen KfW-Kredit mit 20 Jahren Laufzeit und b) zu 5% Zins bekäme. Die Monatsbelastung bis Ende 2024 bzw. 2034 liegt konstant unter dem ALG2-Stromanteil - der nur 75% ihrer realen Stromkosten deckt.

## **Kommunen**

- Unterstützung der Teilhabe jener, die kaum eine Chance haben, ihre Lebenshaltungskosten durch EE zu verringern: Angesichts von Stromarmut (5,4% der Berliner Haushalte<sup>72</sup>) und bundesweit 7,6% Hartz4-Empfängern<sup>73</sup> könnten Kommunen den Stromkosten-Anteil kapitalisieren und bspw. Energiegenossenschaften gründen um sich dauerhaft zu entlasten. Dies 'rechnet' sich mit den Restlaufzeit-Anlagen, und - die Einsicht der KfW vorausgesetzt - auch mit Neuanlagen.

## **Betreiber / Hersteller**

Den Betreibern sei angeraten, sich kuldig zu machen, welches Problem ihre Anlage hat. Bei Mikrorissen kann hier evtl. die Verbraucherzentrale eine Verbandsklage einreichen.

Den Herstellern bzw. dem BSW sei geraten, sich einen Verhaltenskodex oder eine Clearingstelle aufzuerlegen. Wenn sie mit Verbandsklagen wegen nicht-akzeptierten Defekten überzogen werden, entsteht das Risiko der Rufschädigung und von hohen Gerichts- und Garantiekosten,. Allein bei den 100% selbstfinanzierten Anlagen kommen hier 5 bis 14 Tsd. Anlagen mit weniger als 600 bis 700 kWh/KW Ertrag infrage.

## **Sozialpartner / Bündnis für Arbeit**

Arbeitgeberverband und Gewerkschaft, IHK und Handwerkerverband sind gefordert, die "Restlaufzeit-Fabrik(en) GmbH" in eigener Regie zu führen, zumindest aber in der Anfangsphase zu unterstützen (s. S.32, Verfahren).

---

<sup>72</sup> Kleine Anfrage der Piraten-Fraktion im Abgeordnetenhaus Berlin 2013, eigene Berechnung

<sup>73</sup> Statist.Bundesamt: Hartz4-Empfänger Mai/2014, bzw. 6,1 Mio Hartz4ler = 4,4 Mio. ALG2- plus 1,7 Mio Sozialhilfe-Empfänger 2014, rd. 15% Armutsgefährdungsquote 2012

# Anhang

## Potenzial an Restlaufzeit - Anlagen, Arbeit und Kosten

Tab. 18: Restlaufzeit nach Region: Anlagen, Arbeit und Kosten

	Region	Anlagen	MW	Rest-Garantie	Rlz Rück-kauf	Rlz Ar-beit Rück-kauf /KW	VK/KW	lage-preis /KW	Rlz MWh/a	
SH: Schleswig-Holstein Mitte		610	5	12 J.	0,2 Mio.€	5 J.	350 €	450 €	1.168 €	1.627
SH: Schleswig-Holstein Nord		797	11	12 J.	0,3 Mio.€	13 J.	347 €	447 €	1.147 €	3.680
SH: Schleswig-Holstein Ost		256	2	12 J.	0,1 Mio.€	2 J.	352 €	452 €	1.165 €	628
SH: Schleswig-Holstein Süd		869	6	12 J.	0,3 Mio.€	7 J.	360 €	460 €	1.178 €	1.973
SH: Schleswig-Holstein Süd-West		441	6	12 J.	0,2 Mio.€	7 J.	352 €	451 €	1.154 €	1.972
HH: Hamburg		529	3	11 J.	0,2 Mio.€	4 J.	345 €	445 €	1.169 €	1.052
ND: Braunschweig		1.052	6	12 J.	0,4 Mio.€	7 J.	359 €	459 €	1.179 €	2.116
ND: Bremen-Umland		1.082	8	11 J.	0,4 Mio.€	9 J.	342 €	442 €	1.158 €	2.704
ND: Bremerhaven		596	4	12 J.	0,2 Mio.€	5 J.	352 €	452 €	1.163 €	1.550
ND: Emsland		1.532	21	12 J.	0,5 Mio.€	24 J.	349 €	449 €	1.146 €	7.148
ND: Göttingen		1.101	6	11 J.	0,4 Mio.€	7 J.	347 €	447 €	1.166 €	2.259
ND: Hamburg-Umland-Süd		1.317	9	11 J.	0,5 Mio.€	10 J.	349 €	449 €	1.169 €	3.034
ND: Hannover		1.187	8	12 J.	0,4 Mio.€	9 J.	353 €	453 €	1.174 €	2.756
ND: Hildesheim		536	3	11 J.	0,2 Mio.€	3 J.	352 €	452 €	1.178 €	1.031
ND: Lüneburg		588	4	12 J.	0,2 Mio.€	5 J.	355 €	455 €	1.175 €	1.455
ND: Oldenburg		1.455	16	12 J.	0,5 Mio.€	19 J.	346 €	446 €	1.151 €	5.541
ND: Osnabrück		1.179	11	12 J.	0,4 Mio.€	13 J.	342 €	442 €	1.153 €	3.874
ND: Ost-Friesland		1.629	13	12 J.	0,6 Mio.€	16 J.	358 €	458 €	1.165 €	4.773
ND: Südheide		498	3	12 J.	0,2 Mio.€	3 J.	361 €	461 €	1.183 €	1.029
HB: Bremen		247	1	11 J.	0,1 Mio.€	1 J.	353 €	453 €	1.187 €	407
NW: Aachen		1.178	8	12 J.	0,4 Mio.€	10 J.	352 €	452 €	1.169 €	2.915
NW: Arnsberg		928	9	12 J.	0,3 Mio.€	10 J.	333 €	433 €	1.136 €	3.064
NW: Bielefeld		3.615	27	11 J.	1,2 Mio.€	32 J.	328 €	428 €	1.136 €	9.464
NW: Bochum/Hagen		1.185	7	12 J.	0,4 Mio.€	8 J.	369 €	469 €	1.192 €	2.368
NW: Bonn		1.011	6	12 J.	0,4 Mio.€	7 J.	358 €	458 €	1.178 €	2.132
NW: Dortmund		1.674	11	12 J.	0,6 Mio.€	13 J.	364 €	464 €	1.185 €	3.660
NW: Duisburg/Essen		1.845	14	12 J.	0,7 Mio.€	16 J.	374 €	474 €	1.191 €	4.834
NW: Düsseldorf		2.125	14	12 J.	0,8 Mio.€	16 J.	365 €	465 €	1.189 €	4.826
NW: Emscher-Lippe		833	5	11 J.	0,3 Mio.€	6 J.	358 €	458 €	1.184 €	1.716
NW: Köln		1.496	9	12 J.	0,6 Mio.€	11 J.	371 €	471 €	1.193 €	3.172
NW: Münster		4.512	42	12 J.	1,5 Mio.€	50 J.	342 €	442 €	1.144 €	14.711
NW: Paderborn		1.336	14	12 J.	0,5 Mio.€	17 J.	338 €	438 €	1.132 €	4.955
NW: Siegen		794	6	12 J.	0,3 Mio.€	7 J.	361 €	461 €	1.164 €	2.016
HE: Mittelhessen		2.077	17	12 J.	0,7 Mio.€	20 J.	351 €	451 €	1.159 €	5.951
HE: Nordhessen		2.370	18	12 J.	0,8 Mio.€	21 J.	358 €	458 €	1.167 €	6.310
HE: Osthessen		876	8	12 J.	0,3 Mio.€	9 J.	342 €	442 €	1.145 €	2.822
HE: Rhein-Main		2.080	13	11 J.	0,7 Mio.€	15 J.	346 €	446 €	1.167 €	4.627
HE: Starkenburg		1.720	11	11 J.	0,6 Mio.€	13 J.	341 €	441 €	1.157 €	3.980
RP: Mittelrhein-Westerwald		2.225	19	12 J.	0,8 Mio.€	22 J.	361 €	461 €	1.168 €	6.571
RP: Rheinhessen-Nahe		883	7	12 J.	0,3 Mio.€	8 J.	359 €	459 €	1.173 €	2.373
RP: Rheinpfalz		1.540	11	12 J.	0,5 Mio.€	13 J.	354 €	454 €	1.164 €	3.936
RP: Trier		840	7	12 J.	0,3 Mio.€	8 J.	359 €	459 €	1.170 €	2.439
RP: Westpfalz		1.231	11	13 J.	0,4 Mio.€	12 J.	363 €	463 €	1.166 €	3.614
BW: Bodensee-Oberschwaben		885	6	10 J.	0,3 Mio.€	7 J.	314 €	414 €	1.129 €	2.062

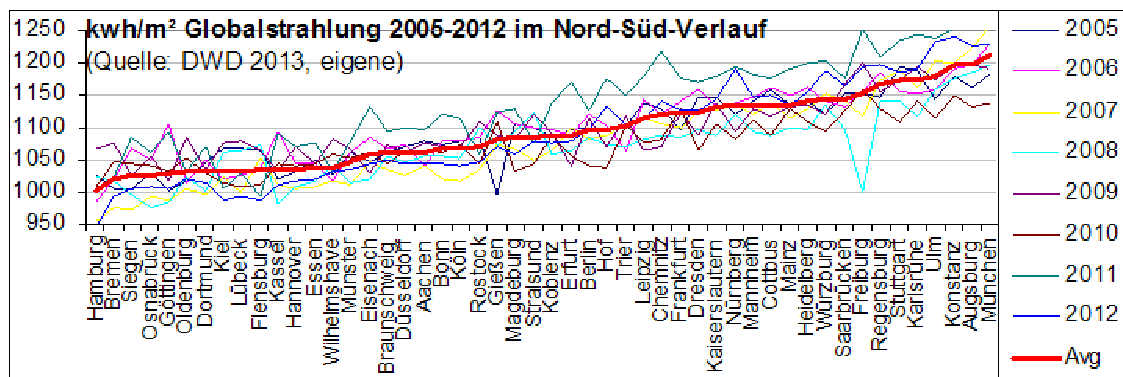
	Region	Anlagen	MW	Rest-Garantie	RlZ Rück- kauf	RlZ Ar- beit Rück- kauf /KW	VK/KW	lage- preis /KW	RlZ MWh/a	
BW: Donau-Iller (BW)		803	5	11 J.	0,3 Mio.€	6 J.	320 €	420 €	1.137 €	1.853
BW: Heilbronn-Franken		2.024	12	11 J.	0,6 Mio.€	15 J.	320 €	420 €	1.138 €	4.218
BW: Hochrhein-Bodensee		878	4	10 J.	0,3 Mio.€	5 J.	325 €	425 €	1.149 €	1.476
BW: Mittlerer Oberrhein		1.097	6	11 J.	0,4 Mio.€	7 J.	347 €	447 €	1.167 €	2.059
BW: Neckar-Alb		892	5	11 J.	0,3 Mio.€	5 J.	337 €	437 €	1.159 €	1.575
BW: Nordschwarzwald		1.144	6	11 J.	0,4 Mio.€	7 J.	329 €	429 €	1.151 €	1.903
BW: Ostwürttemberg		507	3	11 J.	0,2 Mio.€	3 J.	329 €	429 €	1.153 €	942
BW: Schwarzwald-Baar-Heuberg		715	4	11 J.	0,2 Mio.€	5 J.	321 €	421 €	1.136 €	1.434
BW: Stuttgart		2.449	13	11 J.	0,8 Mio.€	15 J.	344 €	444 €	1.169 €	4.431
BW: Südlicher Oberrhein		1.777	9	10 J.	0,6 Mio.€	11 J.	322 €	422 €	1.144 €	3.139
BW: Unterer Neckar		1.193	7	11 J.	0,4 Mio.€	8 J.	345 €	445 €	1.162 €	2.398
BY: Allgäu		1.869	18	11 J.	0,6 Mio.€	21 J.	320 €	420 €	1.125 €	6.221
BY: Augsburg		1.441	10	11 J.	0,5 Mio.€	12 J.	319 €	419 €	1.139 €	3.593
BY: Bayerischer Untermain		861	6	12 J.	0,3 Mio.€	7 J.	356 €	456 €	1.169 €	2.193
BY: Donau-Iller (BY)		799	6	11 J.	0,3 Mio.€	7 J.	322 €	422 €	1.135 €	2.273
BY: Donau-Wald		1.968	16	11 J.	0,6 Mio.€	19 J.	317 €	417 €	1.127 €	5.609
BY: Industrieregion Mittelfranken		1.766	11	10 J.	0,6 Mio.€	13 J.	323 €	423 €	1.149 €	4.046
BY: Ingolstadt		751	6	11 J.	0,2 Mio.€	7 J.	320 €	420 €	1.136 €	2.036
BY: Landshut		1.337	13	10 J.	0,4 Mio.€	15 J.	294 €	394 €	1.102 €	4.403
BY: Main-Rhön		1.156	9	11 J.	0,4 Mio.€	11 J.	318 €	418 €	1.126 €	3.202
BY: München		2.204	13	10 J.	0,7 Mio.€	15 J.	321 €	421 €	1.148 €	4.605
BY: Oberfranken-Ost		970	8	11 J.	0,3 Mio.€	10 J.	333 €	433 €	1.146 €	2.841
BY: Oberfranken-West		1.205	9	11 J.	0,4 Mio.€	11 J.	327 €	427 €	1.139 €	3.282
BY: Oberland		917	7	10 J.	0,3 Mio.€	8 J.	315 €	415 €	1.133 €	2.304
BY: Oberpfalz-Nord		1.494	12	11 J.	0,5 Mio.€	15 J.	330 €	430 €	1.138 €	4.427
BY: Regensburg		1.751	13	11 J.	0,6 Mio.€	16 J.	317 €	417 €	1.132 €	4.590
BY: Südostoberbayern		1.688	12	11 J.	0,5 Mio.€	14 J.	315 €	415 €	1.131 €	4.195
BY: Westmittelfranken		1.295	12	11 J.	0,4 Mio.€	14 J.	314 €	414 €	1.126 €	4.186
BY: Würzburg		833	8	11 J.	0,3 Mio.€	9 J.	317 €	417 €	1.126 €	2.609
SL: Saar		1.456	10	12 J.	0,5 Mio.€	12 J.	345 €	445 €	1.161 €	3.510
BE: Berlin		867	5	11 J.	0,3 Mio.€	6 J.	342 €	442 €	1.172 €	1.649
BB: Havelland-Fläming		602	4	13 J.	0,2 Mio.€	5 J.	382 €	482 €	1.196 €	1.464
BB: Lausitz-Spreewald		1.350	9	13 J.	0,5 Mio.€	11 J.	386 €	485 €	1.192 €	3.217
BB: Oderland-Spree		578	4	13 J.	0,2 Mio.€	4 J.	396 €	496 €	1.209 €	1.279
BB: Prignitz-Oberhavel		274	2	12 J.	0,1 Mio.€	3 J.	369 €	469 €	1.182 €	766
BB: Uckermark-Barnim		312	2	13 J.	0,1 Mio.€	2 J.	391 €	491 €	1.211 €	698
MV: Mittleres Mecklenburg/Rostock		57	0	12 J.	0,0 Mio.€	1 J.	361 €	461 €	1.181 €	175
MV: Westmecklenburg		18	0	12 J.	0,0 Mio.€	0 J.	352 €	452 €	1.167 €	32
SN: Oberes Elbtal/Osterzgebirge		174	1	12 J.	0,1 Mio.€	1 J.	377 €	477 €	1.209 €	276
SN: Südsachsen		185	1	13 J.	0,1 Mio.€	1 J.	386 €	486 €	1.208 €	355
SN: Westsachsen		54	0	13 J.	0,0 Mio.€	0 J.	420 €	520 €	1.246 €	71
ST: Altmark		226	2	12 J.	0,1 Mio.€	2 J.	344 €	444 €	1.149 €	635
ST: Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg		635	5	13 J.	0,2 Mio.€	6 J.	386 €	486 €	1.190 €	1.730
ST: Halle/S.		844	7	13 J.	0,3 Mio.€	9 J.	391 €	491 €	1.197 €	2.483
ST: Magdeburg		389	3	12 J.	0,1 Mio.€	3 J.	369 €	469 €	1.186 €	920
TH: Mittelthüringen		497	3	11 J.	0,2 Mio.€	4 J.	346 €	446 €	1.171 €	1.102
TH: Nordthüringen		463	4	12 J.	0,2 Mio.€	4 J.	368 €	468 €	1.178 €	1.330
TH: Ostthüringen		859	9	13 J.	0,3 Mio.€	10 J.	369 €	469 €	1.178 €	2.877
TH: Südthüringen		529	5	12 J.	0,2 Mio.€	6 J.	355 €	455 €	1.166 €	1.820

# Ertragsplanung - Durchschnitt nach Längen+Breitengrad

Tab. 19: Ertragsdurchschnitt nach Längen+Breitengrad

	47,5°	48°	48,5°	49°	49,5°	50°	50,5°	51°	51,5°	52°	52,5°	53°	53,5°	54°	54,5°	55°	
Avg	934	972	999	1000	982	963	951	908	909	890	906	910	893	896	901	935	933
939	980	1006	1006		985	966	953	915	917	905	915	912	896	898	901	943	926
909									916		901						6,0°
913						938	926	894	907	912	900						6,3°
916					946	937	912	934	898	882	901	876		958			6,6°
904					954	938	915	926	884	862	886	874		895			6,9°
891					939	947	922	899	863	851	888	861	852	892			7,2°
903	951	984		929	896	952	881	879	869	875	878	860	879				7,5°
908	974	969	980	895	911	958	905	861	895	897	877	836	875	882			7,8°
925	1022	964	951	967	960	961	917	851	937	892	897	844	868				8,1°
935	988	1000	970	964	956	951	922	889	940	878	903	862	891	887	982	971	8,4°
931	991	994	1002	976	936	937	929	922	908	865	900	866	853	889	974	946	8,7°
930	979	1001	995	992	959	940	921	924	919	878	900	857	849	935	917	913	9,0°
923	989	990	974	959	973	923	932	928	928	883	895	851	843	895	902	900	9,3°
922	1008	992	990	978	962	939	931	899	888	895	900	847	861	884	895	889	9,6°
926	1000	1001	989	987	976	947	925	916	899	919	897	848	836	867	899	908	9,9°
927	936	998	992	996	983	951	933	909	905	930	895	868	854	874	887		10,2°
931	945	1004	981	991	972	935	929	915	897	939	904	871	885	884	908		10,5°
935	956	1001	969	991	963	948	904	931	917	953	917	891	881	877	925		10,8°
931	950	985	987	993	935	945	917	927	813	933	921	923	878	886	970		11,1°
924	950	963	997	978	936	944	886	917	794	930	941	912	898	885			11,4°
922	949	968	992	987	958	943	897	886	809	923	926	907	864	895			11,7°
920	923	986	1001	981	957	939	906	872	842	882	911	911	874	896			12,0°
913	933	989	996	993	951	937	834	813	867	901	904	912	890	883	888		12,3°
910	914	995	1008	996	969	915	838	802	806	912	894	904	890	899	911		12,6°
899	885	977	1009	970	963		804	830	820	862	886	912	901	812	949		12,9°
903			992	971			849	852	846	914	877	880	919	916	920		13,2°
898			976	954			798	893	890	863	873	881	916	910	921		13,5°
900			981	956				928	834	813	864	886	923	893	917		13,8°
900								930	899	865	883	911	892	917			14,1°
910								945	876	878	925	928	905				14,4°
914								934	897	878	947						14,7°
968								984	952								15,0°

## Ertrags- und flächengleiche Anlagen nach Baujahr



**Abb. 23: Globalstrahlung 2005-2012**

Die Einstrahlung am Standort wird von PV-Anlagen entsprechend ihrem Performance Ratio zu Strom gewandelt. Mit steigendem PR erhält man einen höheren Stromertrag, oder - umgekehrt - den bisherigen Ertrag auf einer kleineren Modulfläche (bzw. Dachfläche).

Die folgende Tabelle (Tab. 20) basiert auf der Langjährigen Einstrahlung<sup>74</sup> 1981-2001, da dies die Planungsgrundlage in 2000 ff war (linke Spalte). Die Einstrahlung betrug durchschnittlich 1037 kWh/m<sup>2</sup> plus/minus 10% und stieg<sup>75</sup> bis 2012 um ca. 5% (nicht eingerechnet).

Die Spalten von links nach rechts zeigen:

- die Erträge nach Baujahr und Standort (linke Spalten),
- die Modulfläche von ertragsgleichen Anlagen (mit 900 kWh/KW= 10..9 m<sup>2</sup>/kWp (Mitte), dies ist etwa der Spielraum für eine Lage- und Größenveränderung der Module wegen Verschattung, und
- die Erträge von flächengleichen Anlagen (rechts, bei 10 m<sup>2</sup>= 900..1350 kWh/kWp).

<sup>74</sup> DWD, Langjährige Einstrahlung 1981-2001, 2012

<sup>75</sup> auf Basis: DWD, Globalstrahlung 2005-2012, 2013

Tab. 20: Ertrags- und flächengleiche Anlagen

Ort, Einstrahlung (DWD, 1981-2001)	kWh/m <sup>2</sup>	= kWh/KW			Modulfläche			Flächengleiche Anlage		
		Performance Ratio			900 kWh/KW			10 m <sup>2</sup>	10 m <sup>2</sup>	10 m <sup>2</sup>
Jahr:		2000	2007	2014	2000	2007	2014	2000	2007	2014
Wert:		0,70	0,80	0,90	12 m <sup>2</sup>	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>			
Stadt	kWh/m <sup>2</sup>	= kWh/KW			= m <sup>2</sup>		67%	= kWh/KW		150%
(Durchschnitt)	1.037	726	830	933	10 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>	900	1.080	1.350
Aachen	1.014	710	811	913	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Augsburg	1.145	802	916	1.031	9 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	6 m <sup>2</sup>			
Berlin	1.006	704	805	905	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Braunschweig	1.012	708	810	911	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Bremen	962	673	770	866	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Chemnitz	1.075	753	860	968	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Coburg	1.067	747	854	960	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Cottbus	1.033	723	826	930	10 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Dortmund	970	679	776	873	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Dresden	1.036	725	829	932	10 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Düsseldorf	998	699	798	898	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Eisenach	997	698	798	897	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Erfurt	1.008	706	806	907	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Essen	974	682	779	877	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Flensburg	958	671	766	862	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>			
Frankfurt a. M.	1.051	736	841	946	10 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Freiburg	1.128	790	902	1.015	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	6 m <sup>2</sup>			
Gießen	1.020	714	816	918	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Göttingen	999	699	799	899	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Hamburg	950	665	760	855	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>			
Hannover	982	687	786	884	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Harzgerode	1.026	718	821	923	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Heidelberg	1.074	752	859	967	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Hof	1.008	706	806	907	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Kaiserslautern	1.061	743	849	955	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Karlsruhe	1.098	769	878	988	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Kassel	1.000	700	800	900	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Kiel	962	673	770	866	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Koblenz	1.017	712	814	915	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Köln	998	699	798	898	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Konstanz	1.122	785	898	1.010	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	6 m <sup>2</sup>			
Leipzig	1.034	724	827	931	10 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Lübeck	975	683	780	878	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Lüdenscheid	957	670	766	861	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>			
Magdeburg	1.024	717	819	922	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Mainz	1.059	741	847	953	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Mannheim	1.063	744	850	957	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
München	1.151	806	921	1.036	9 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	6 m <sup>2</sup>			
Münster	996	697	797	896	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Nürnberg	1.058	741	846	952	10 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Osnabrück	988	692	790	889	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Regensburg	1.097	768	878	987	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Rostock	1.038	727	830	934	10 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Saarbrücken	1.080	756	864	972	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Siegen	962	673	770	866	11 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Stralsund	1.030	721	824	927	10 m <sup>2</sup>	9 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Stuttgart	1.097	768	878	987	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Trier	1.059	741	847	953	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>			
Ulm	1.122	785	898	1.010	10 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>	6 m <sup>2</sup>			

## Literaturverzeichnis

- AEE Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin  
Kosten und Preise für Strom. Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich, Renew's Spezial 52-9/2011,  
Kostenentwicklung 1988-2009, Preismonitor 2006-2013 (BSW/DGS, Grafik), 2013,  
Kostenentwicklung 1990-2009, 2013,  
Wirkungsgrade PV 2003-2010, 2012
- AGEB AG-Energiebilanzen e.V. / c.o. DIW  
Zeitreihen, 2014
- AGEE-Stat Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (beim BMU), Berlin  
Zeitreihen 1990 ff, 2013
- Agora Energiewende, Berlin  
Reform des Konzessionsabgabenrechts, Gutachten, Berlin 9/2012
- AHB Abgeordnetenhaus Berlin, Kleine Anfrage der Piraten-Fraktion, 2013
- arrhenius Institut f. Energie- und Klimapolitik, Hamburg  
Zur vermeintlichen Grid-Parity von PV-Anlagen. (Bode/Groscurth), 2013, in:  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7.5.2014
- BBSR Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, Bonn  
Raumordnungsregionen. Karte, 2013
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin  
Energiedaten 2013, 2013,  
Netzentgelte Strom, 2013,  
Strompreisanalyse 2012, 10/2012,  
Strompreisanalyse 2013, 5/2013
- BEE Bundesverband Erneuerbare Energien, Berlin  
Hintergrund EEG-Umlage 2012, Berlin 10/2011  
Hintergrund EEG-Umlage 2014, Berlin 10/2013
- BGH Bundesgerichtshof, Verjährung von Mängelgewährleistung bei PV-Anlagen, Urteil  
9.10.2013, Az.VIII ZR 318/12 (PM 168/2013)
- BMU Bundesministerium für Umwelt  
Clearingstelle EEG des BMU,  
Juristische Prüfung der Befreiung der Eigenerzeugung von der EEG-Umlage nach § 37  
Abs.1 u.3 EEG - Kurzgutachten. Berlin, 27.8.2012,  
Energiewende sichern - Kosten begrenzen. Gemeinsamer Vorschlag von BMU / BMWi  
zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, 13.2.2013,  
Thesepapier zum 6. EEG-Dialogforum: Ausnahmeregelungen im EEG, 14.3.2013,  
EE in Zahlen 2013, 2013
- BMWi Bundesministerium für Wirtschaft  
EEG-Anlagenregister-Entwurf 4.3.2014,  
EEG-Entwurf 4.3.2014  
EEG- Entwurf, Bundeskabinettsbeschluss, 8.4.2014  
B.Minister Gabriel, Brief 14.4.2014 an die GroKo-Fraktionen, in: phasenpruefer.info  
4/2014

BNetzA Bundesnetzagentur, Berlin  
 EEG-Anlagenstammdaten, 2012/2014,  
 EEG-Vergütungssätze, 2012/2014  
 Brundtland, UN-Kommission für Umwelt und Entwicklung  
 Unsere gemeinsame Zukunft (Brundtland-Bericht), 1987  
 BSW-Solar Bundesverband Solarwirtschaft, Berlin  
 EEG-Umlage - BSW-Kostendiskussion, 2013,  
 Eigentümeranteile 2012 an installierter PV-Leistung - Grafik, 2013,  
 PV-Endkundenpreis für fertig installierte Aufdachanlagen bis 10 kWp, 9/2012  
 DGS Dt.Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Berlin  
 EnergMap.info / Anlagenregister Erneuerbare Energie, 2009-2014,  
 - Gesetzliche Grundlagen und die 'Gesetzesbrecher',  
 PV-Leitfaden 2013, 5.Auflage., 2000-2013,  
 Sonnenenergie. Fachorgan der DGS, monatlich,  
 Thomas Seltmann, Geht's noch ein bisschen billiger?, in: Sonnenenergie 1/2012  
 DIW Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin  
 DIW-Wochenbericht 29/2013  
 DStGB Dt.Städte- und Gemeindebund, Berlin  
 Fragen und Antworten zur Konzessionsabgabe Strom, Berlin 6/2000  
 DWD, Dt.Wetterdienst, Offenbach  
 Globalstrahlung 2005-2012, 2013,  
 Langjährige Einstrahlung 1981-2001, 2012  
 Emnid, Umfrage zu Akzeptanz der EE, 2013, in: Photon.de 19.9.2013  
 Energy-Brainpool, Berlin  
 Wirkung einer EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch. Studie i.A.  
 BUND/Greenpeace, 2014  
 EPEX Strombörse Leipzig  
 Base, Peak - Grundlast-/Spitzenstrompreis, 2012-2014  
 Phelix - KWK-Index (D, Üblicher Strompreis gem.KWK-Gesetz), 2014  
 Phelix Futures (zukünftiger Börsenstrompreis), 2014  
 EuroStat, Inflation 1995-2010, Brüssel 2013  
 EZB Europäische Zentralbank, Frankfurt/M  
 Statistical Data Warehouse (online-Datenbank), 2013/2014  
 FÖS Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Berlin  
 Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und  
 gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien,  
 Studie i.A.v. Greenpeace Energy eG und Bundesverband WindEnergie (BWE), 8/2012  
 ISE Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg  
 Aktuelle Fakten zur Photovoltaik, 2014  
 IWR Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, Münster  
 IWR-News (online)  
 JRC JRC - European Commission, Joint Research Centre, Ispra/Italien  
 PVGIS,  
 EU30-Country Stats 2007,  
 EU33-Country Stats 2008,  
 Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., 2007. Potential of solar electricity

generation in the European Union member states and candidate countries. Solar Energy, 81, 1295–1305., 2013

KfW Keditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt/M  
 Progr. 270+274 PV, 11.12.2013,  
 Progr. 208 Kommunen, 6.1.2014

LG Landgericht München, Modultauch-Garantie, Az.12018913/11, Urteil 10.5.2012

Meinhardt, Mike, PV-Systemtechnik – Motor der Kostenreduktion für die photovoltaische Stromerzeugung. in: FVS, BSW-Solar Themen 2007

MeteoControl, Studie: Ertrag von PV-Anlagen 2012, Augsburg 2013

Öko-Institut, Analyse der EEG-Umlage 2014, Öko-Institut, Berlin 2013

Photon, Fachzeitschrift, Jülich, monatlich  
 Die verschwundene Hälfte. Jahreszahlen 2013 zeigen einen auf breiter Front eingebrochenen deutschen Solarmarkt, 3/2014,  
 Wechselrichter-Test 2011,  
 Wechselrichter, 9/2010

photovoltaik-guide.de / photovoltaikumfrage.de, PV-Preisindex 2006 ff

photovoltaik-web.de,  
 PV-Module online,  
 Übersicht frei zugänglicher PV-Ertragsdatenbanken, 2014

PV-Erträge.de, s. SFV

PV-Magazine, Nachrüstung der PV-Anlagen kommt voran. PV-Magazine 14.4.2014

PV-Preisindex, online-Umfrage 2006 ff

pvXchange, PV-Preisindex PVX Spotmarkt Solarmodule, 1/2014

Quaschnig, Volker. Warum eigentlich keine EEG-Umlage auf Eigenverbrauch in Kern- und Kohlekraftwerken? Gastkommentar in photovoltaik.eu, 5.2./19.2.2013

REC renewable-energy-concepts, Wirkungsgrad-PV 2003-2010, 2014

SFV Solarförderverein Deutschland e.V., Aachen  
 Ertragsdatenbank PV-Ertraege.de, 2000-2014  
 Recht auf Verschattungsfreiheit?, Susanne Jung, 24.9.2008

Solaranlagen-portal, Modulpreis und PV-Kosten, 2014

Solarladen.de, Wechselrichter-Preisvergleich, Abruf 14.2.2014

Solarlog-home.de, PV-Ertragsdatenbank, 2014

Solarshop.net, Module und Wechselrichter, 2014

Sonnenertrag.eu, PV-Erträge D/EU seit 1995 , 2014

Statistisches Bundesamt. Zahlen Fakten Datenbanken, 2014

Stiftung Warentest,  
 PV-Endkundenpreise, Umfrage, Finanztest (test.de) 11/2011,  
 Solarmodule und Wechselrichter 2006, 2006

telepolis, Heise-Verlag  
 Energiewende (Hrsg. Florian Rötzer), 2013  
 Erneuerbare: Neuer Rekord. 15.4.2014

UIM Umweltinstitut München  
 Wirtschaftlichkeit von Solarstrom (Excel), Dr.Alfred Körblein, München 2013

ÜNB, EEG-Anlagenstammdaten, 2012/2014

Vattenfall, Privat- und Gewerbe-Strompreise, Berlin 2014

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Rest-Vergütung versus Neu-Anlage .....	6
Abb. 2: Rest-Vergütung versus Neu-Anlage - im ungünstigen Fall .....	6
Abb. 3: Stromertrag und Vergütungssatz.....	7
Abb. 4: Gesamt-Stromertrag pro KW .....	8
Abb. 5: Modultausch - gleicher Status .....	8
Abb. 6: Modultausch - als Neu-Inbetriebnahme.....	8
Abb. 7: Zugewinn beim Wechselrichter-Tausch.....	9
Abb. 8: Vergütungszugewinn-Summe .....	10
Abb. 9: Umlagesteigerung brutto .....	10
Abb. 10: Vergütungssätze PV .....	13
Abb. 11: Kosten-Anteile 10 KW-Anlage .....	14
Abb. 12: Kosten-Anteile nach Anlagegröße.....	14
Abb. 13: Kosten, Mindest-Ertrag .....	19
Abb. 14: Zoom auf Mindest-Ertrag .....	19
Abb. 15: Break-even-Point - EnergyMap.....	20
Abb. 16: Break-even-Point EnergyMap, Zoom auf Ertrag .....	21
Abb. 17: PvErträge.de 2000-2012.....	22
Abb. 18: Durchschnittserträge nach IBN - auf Basis PvErträge.de.....	23
Abb. 19: Ertrag 'MinPLZone' - auf Basis PvErträge.de.....	23
Abb. 20: Erträge 2012 im Umkreis .....	24
Abb. 21: Mindesterträge 2012 - Umkreis, Finanzierung.....	25
Abb. 22: PV-Betreiber .....	25
Abb. 23: Globalstrahlung 2005-2012 .....	39

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Modultauch - Ursprüngliche Anlagenplanung .....	11
Tab. 2: Modultauch - Realisierte Vergütung bei gleichbleibendem Status .....	12
Tab. 3: Modultauch - Realisierte Vergütung bei Neu-Inbetriebnahme .....	12
Tab. 4: Modultauch - Normaler versus kostenneutraler Vergütungssatz .....	12
Tab. 5: Vergütungssätze PV 2000-2014, jeweils Januar.....	13
Tab. 6: Wechselrichter-Preise .....	14
Tab. 7: Modul-Preise laut PV-Preisindex.....	15
Tab. 8: Vergütung, Preis, kostendeckender Ertrag bei 0 und 100% Eigenkapital.....	21
Tab. 9: Globalstrahlung und PV-Strompotential .....	22
Tab. 10: Eingrenzung der Repowering-Kandidaten .....	26
Tab. 11: Gruppierung nach Eigenkapital-Anteil.....	26
Tab. 12: Ertrag, Anzahl, MW Leistungssumme .....	27
Tab. 13: Normale versus kostenneutrale Vergütungssumme bei Modultauch.....	28
Tab. 14: Vergütungsausfall, Rest-Summe und äquivalente Vergütungsjahre.....	29
Tab. 15: Modultauch: Vergütungssummen .....	30
Tab. 16: Modultauch: Kosten, Arbeit .....	30
Tab. 17: Restlaufzeit-Weiternutzung: Anlagen, MW, Arbeit, Kosten, Jahre, Preis .....	31
Tab. 18: Restlaufzeit nach Region: Anlagen, Arbeit und Kosten .....	36
Tab. 19: Ertragsdurchschnitt nach Längen+Breitengrad .....	38
Tab. 20: Ertrags- und flächengleiche Anlagen.....	40

## Abkürzungen und Fachbegriffe / Glossar

AbLaV-Umlage - AbschaltbareLasten-Verordnung §18

AGB - Allgemeine Geschäftsbedingungen

AGS - Amtlicher Gemeindeschlüssel (8-stellig), dessen Gliederung dem allg. Verwaltungsaufbau entspricht, Stelle 1..2 Bundesland, 3. Regierungsbezirk, 4..5 Landkreis bzw. kreisfreie Stadt, dem/der die Gemeinde angehört, 6..8 Gemeinden innerhalb eines Landkreises. Kreisfreie Städte haben immer drei Nullen.

AKS - Amtlicher Kreisschlüssel (5-stellig): die ersten 5 AGS-Stellen

ARegV AnreizRegulierungs-Verordnung Energieversorgungsnetze

Betreiber: a) Anlagenbetreiber, b) VNB Verteilnetzbetreiber lokaler/regionaler Versorgungsnetze, c) ÜNB Übertragungsnetzbetreiber mit Hoch- bis Höchstspannung

BBSR - Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung

BesAR - Besondere Ausnahmen-Regelung: EEG-Umlagebefreiung

BNetzA - Bundesnetzagentur

BMU - Bundesumweltministerium

BMWi - Bundeswirtschaftsministerium

Börsenpreis: Handelspreis von Strom an der Strombörse Leipzig, hier 'Phelix Base' bzw. 'Futures' - seit 2012 rd. 4 Cent, in 2014 und in Zukunft unter 4 ct/kWh pro kWp. Dieser wurde/wird durch die EE gesenkt, aber nicht an die Privathaushalte weitergegeben.

BSW-Solar (BSW) - Bundesverband Solarwirtschaft

ct - Euro-Cent

ct/kWh - Cent pro Kilowattstunde Strom

Degression - jährliche, ab April 2012 monatliche Absenkung der Einspeisevergütung

Differenzkosten, Die EEG-Umlage errechnet sich aus der Differenz von Börsenpreis und Einspeisevergütung

DSO Distribution System Operator - Verteilnetzbetreiber

Dumpingpreise - Verkauf unter den Herstellungskosten im Hersteller- oder Verkaufsland - bei PV zumeist ermöglicht durch staatliche Subventionen und/oder Nichtanerkennung der ILO-Sozialstandards (Verbot von Zwangs- und Kinderarbeit, Gewerkschafts- und Tarifvertragsfreiheit, Arbeits- und Gesundheitsschutz). China hat nur 4, die USA nur 2 der 8 grundlegenden ILO-Übereinkommen ratifiziert.

EE - Erneuerbare Energien - Sonne, Wind, Wasser, BioGas/Masse, Erdwärme - Einschränkung: Holz/Pellets gehören m.E. nicht dazu: Holz ist nur in einer nachhaltigen Forstwirtschaft 'erneuerbar'. D ist dieser zwar verpflichtet, verbraucht aber seit Jahrzehnten doppelt so viel wie die Eigenproduktion. Holz/Pellets ohne Herkunftsnachweis stammen i.d.R. aus Raubbau

EEG - Erneuerbare-Energie-Gesetz

EEG-Umlage: Gemäß EEG auf die Stromrechnung umgelegte Summe aus Vergütungen, sog. Differenzkosten (Vergütung minus Börsenstrompreis) und Umlagebefreiung= 6,28 ct/kWh in 2014.

EEG-Umlage-Anteile 2012/2014: 57% Vergütung, 43% Umlagebefreiung plus Börsenstrompreissenkung: 27%+15% und 20%+23% (BEE, 2012/2014). Der Börsenstrompreis sank von 4,4 auf 3,2 ct/kWh.

Einspeisevergütung: Gem. EEG erhalten EE-Anlagenbetreiber 20 Jahre lang eine garantierte Vergütung für eingespeisten Strom zum Ausgleich der immensen Investitionskosten.

EPIA European PV Industry Association

Energie-Effizienz - Energieeinsparung, Wärmedämmung

Energiewende - Wechsel zu einer nachhaltigen Energieversorgung bei Strom, Wärme und Mobilität mit erneuerbaren Energien (EE) und Steigerung der Ener-

gie-Effizienz. Erstmals 1980 in der Öko-institut-Studie 'Energiewende – Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran' verwandt.	KWK-Umlage gem. §9 KWKG Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
EPEX - Strombörse Leipzig	Merit-Order - Die Einsatz- bzw. Abschaltreihenfolge der Kraftwerke gemäß ihrer jeweils niedrigsten Grenzkosten: Atom, Kohle, Gas und Öl. Die EE werden unabhängig davon gem. EEG immer zuerst eingesetzt
EVU - Energieversorgungsunternehmen	Merit-Order-Effekt - Verdrängung teurer produzierender Kraftwerke durch Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten
GW, GWh - Gigawatt, -Stunden (1 Mrd.)	MW, MWh - Megawatt,-stunden (1 Million)
IBN - Inbetriebnahme-Jahr	MwSt - Mehrwertsteuer - sog. Gemeinschaftssteuern, Verteilung: Bund 51,4%, Länder 46,6%, Gemeinden 2,0%
ILO International Labour Organisation der UN - Internationale Arbeitsorganisation, Von der UN mit der Entwicklung internationaler, rechtsverbindlicher Übereinkommen (Konventionen) von Arbeitsstandards beauftragt	Nachhaltige Entwicklung - "ist Entwicklung, die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, daß künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können."
JRC - Joint Research Centre (Hrsg. von PVGIS) / European Commission	Brundtland-Bericht: Unsere gemeinsame Zukunft, UN-Kommission für Umwelt und Entwicklung, 1987.
KMU - Kleine und Mittlere Unternehmen	Nachhaltigkeit
Konzessionsabgabe - an Kommunen, gem. KAV Konzessionsabgabenverordnung für Strom und Gas §2: Gebühr für das Recht zur Verlegung und Betrieb von Leitungen, sowie zur öffentlichen Wegennutzung. 'Der Begriff ist irreführend, Konzessionsabgaben sind privatrechtliches Leistungsentgelt und keine öffentlich-rechtliche Abgabe'. (Dt.Städte- und Gemeindebund, 6/2000)	Das engl. Synonym 'Sustainability' folgt der Bedeutung von Nachhaltigkeit im Deutschen - nicht umgekehrt. Brundtland 'entführte' den Begriff bewußt aus der dt. "Nachhaltigen Forstwirtschaft", derzufolge sie seit Jahrhunderten "so zu bewirtschaften ist, dass die folgenden Generationen <u>zumindest</u> den gleichen Nutzen daraus ziehen können wie die Jetzige." Nachhaltigkeit bedarf also immer der Steigerung der Qualität, nicht unbedingt der Quantität
KW, kWp - Kilowatt, Kilowatt peak: Nennleistung einer Anlage, kWp: Spitzen-Nennleistung einer PV-Anlage	NEV-Umlage gem. §19.2 StromNEV
kWh - Kilowattstunde: Leistungsabnahme oder Einspeisung von Strom	Stromnetzentgeltverordnung - Netznutzungsentgelt für Vorhaltung, Bau, Instandhaltung und Betrieb von Stromverteilungsanlagen, Nutzung der vorgelegerten Netze, Übertragungsverluste und Systemdienstleistungen zur Gewährleistung des Netzbetriebes
kWh/kWp - Kilowattstunde pro Kilowatt peak, Stromproduktion pro Spitzen-Nennleistung (800 kWp/kWp= 800 kWp Strom pro Jahr und kWp Nennleistung): Dieser 'spezifische Wirkungsgrad' einer PV-Anlage ergibt sich wesentlich aus der Sonneneinstrahlung am Standort, dem Modultyp, seiner Einbauart und Ausrichtung zur Sonne, der gewählten Systemtechnik (Wechselrichter usw.) und nicht zuletzt der Verschaltung und handwerklichen Ausführung der Anlage. Falsche Planung oder Ausführung kann den Wirkungsgrad um bis zu 25% sinken.	Offshore-Haftungsumlage gem. §17f EnWG
	Energiewirtschaftsgesetz
	Phelix - Börsenstrompreis an der EPEX Strombörse Leipzig,

Futures: abgeschlossene Lieferpreise,  
Base, Peak: Grundlast-, Spitzenstrom  
PLZ, PLZ1, PLZ2 - Postleitzahl: Stelle 1:  
Zone, 1-2: Region, 3-5: Zustellbezirk  
PR Performance Ratio, PR - Wirkungsgrad  
der Umsetzung von Sonnenlicht zu  
Strom.  
PV- Photovoltaik: Anglizismus für Fotovol-  
taik  
PVGIS - PV-Geographical Information Sy-  
stem (GIS Geografisches Informations-  
System)  
RALSOLAR, RAL-GZ 966 Zertifikat - Aus-  
führung der PV-Installation  
RLZ - Restlaufzeit  
ROR - Raumordnungsregion: Beobach-  
tungs- und Analyseraster des BBSR, das  
bundesweite Vergleichbarkeit ermög-  
licht. Die nicht-administrative Gliede-  
rung in 97 Regionen ist weitgehend  
deckungsgleich mit den 115 Planungs-  
regionen der Länder.  
Spotpreis - tagesaktueller Börsen- bzw.  
Großhandelspreis  
ST - Solarthermie  
Stromsteuer - sog. 'ökologische Ver-  
brauchssteuer'  
Subventionen 1970-2012:  
EE 54 Mrd.€, Atomenergie 187 Mrd.€,  
Braunkohle 65 Mrd.€, Steinkohle 177  
Mrd.€. Als 'Konventionelle-Energie-

Umlage' wäre das heute 10,2 ct/kWh  
(FÖS: Was Strom wirklich kostet. Ver-  
gleich der staatlichen Förderungen und  
gesamtgesellschaftlichen Kosten von  
konventionellen und erneuerbaren  
Energien, Berlin 8/2012).  
Eine 'Atomstrom-Einspeisevergütung'  
kostet 10,6 ct/kWh plus 35 Jahre Infla-  
tionsausgleich, Kreditbürgschaft und  
Haftungsausschluss - und wird derzeit  
in England verhandelt (DIW Wochenbe-  
richt 29/2013)  
TSO Transmission System Operator -  
Übertragungsnetzbetreiber  
VNB - Verteilnetzbetreiber  
UBA - Umweltbundesamt  
ÜNB Übertragungsnetzbetreiber (mit Blick  
auf ihre Zonen auch die "4 Besatzungs-  
mächte")  
Umlage - s. EEG-Umlage sowie Subventio-  
nen  
UVP Umweltverträglichkeitsprüfung bei  
Großprojekten - Folge kann ein Pro-  
jektabbruch oder eine Ausgleichsmaß-  
nahme sein  
Vergütungsgarantie - s. Einspeisevergü-  
tung  
vzbv - Verbraucherzentrale Bundesver-  
band e.V.  
WR - Wechselrichter