

Das EEG 2012 - Änderungen bei der Solarenergie

9. Fachgespräch der Clearingstelle EEG „Das EEG 2012“, 9.9.2011

Rainer Brohm, BSW-Solar



Marktentwicklung PV 2011

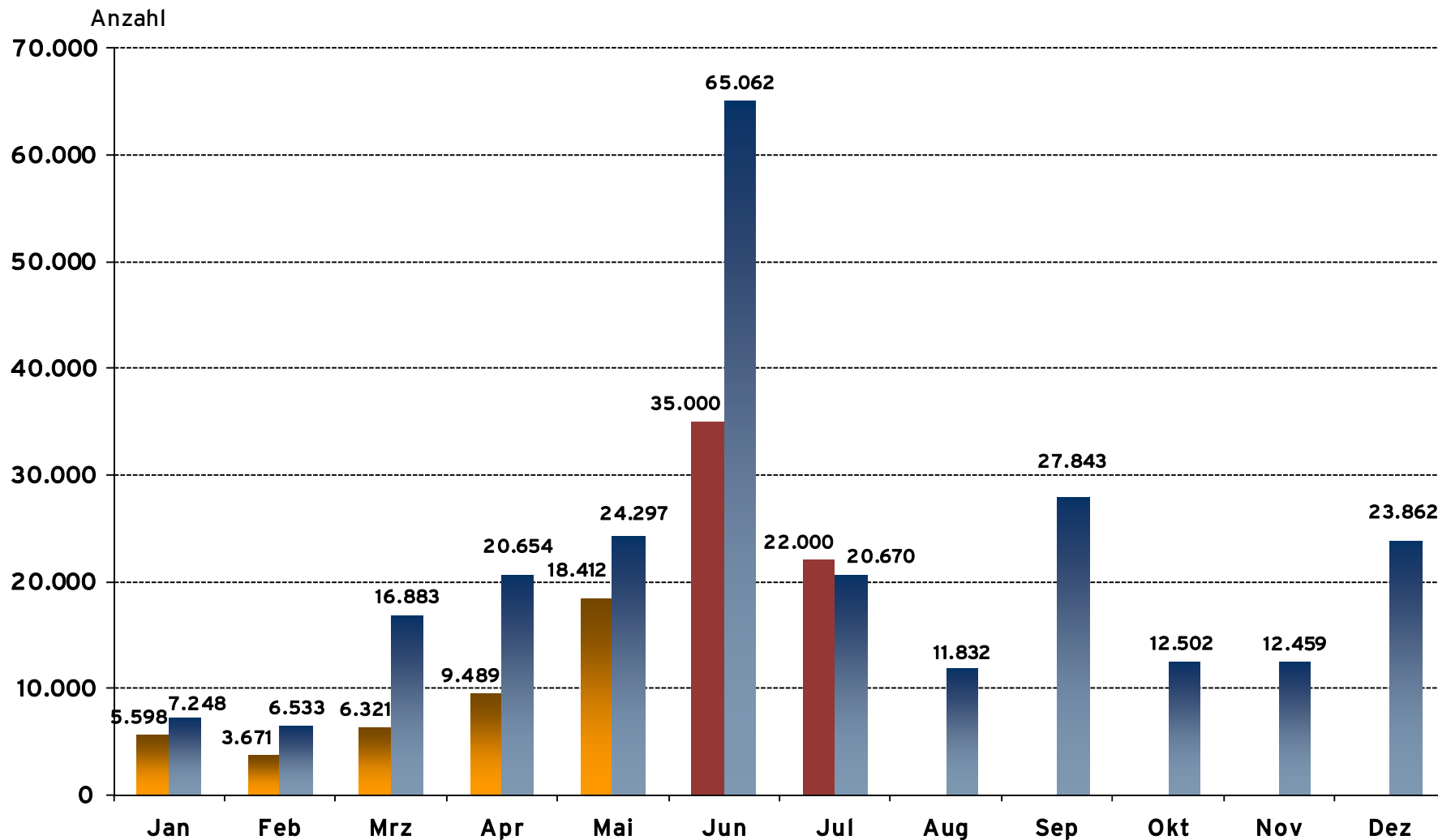
2



- Von Januar bis Mai 2011 wurden rund 1.079 MWp neu installierte PV-Leistung bei der BNetzA gemeldet, verteilt auf rund 43.500 PV-Anlagen.
- Der BSW-Solar rechnet für Juni und Juli 2011 mit einer neu installierten PV-Leistung von rund 1.200 MWp, verteilt auf rund 57.000 PV-Anlagen und Anlagenabschnitte.
- Sollte das PV-Marktwachstum im 2. Halbjahr 2011 so stark ausfallen wie im 2. Halbjahr 2010, rechnet der BSW-Solar damit, dass 2011 zwischen 5 und 6 GW neue PV-Leistung installiert wird.
- Die Degression zum Jahresbeginn würde unter Berücksichtigung des entsprechenden Berechnungszeitraums in diesem Fall 15% betragen (Zubau im Bemessungszeitraum <5.500 MWp).

Entwicklung der PV-Installationen 2011

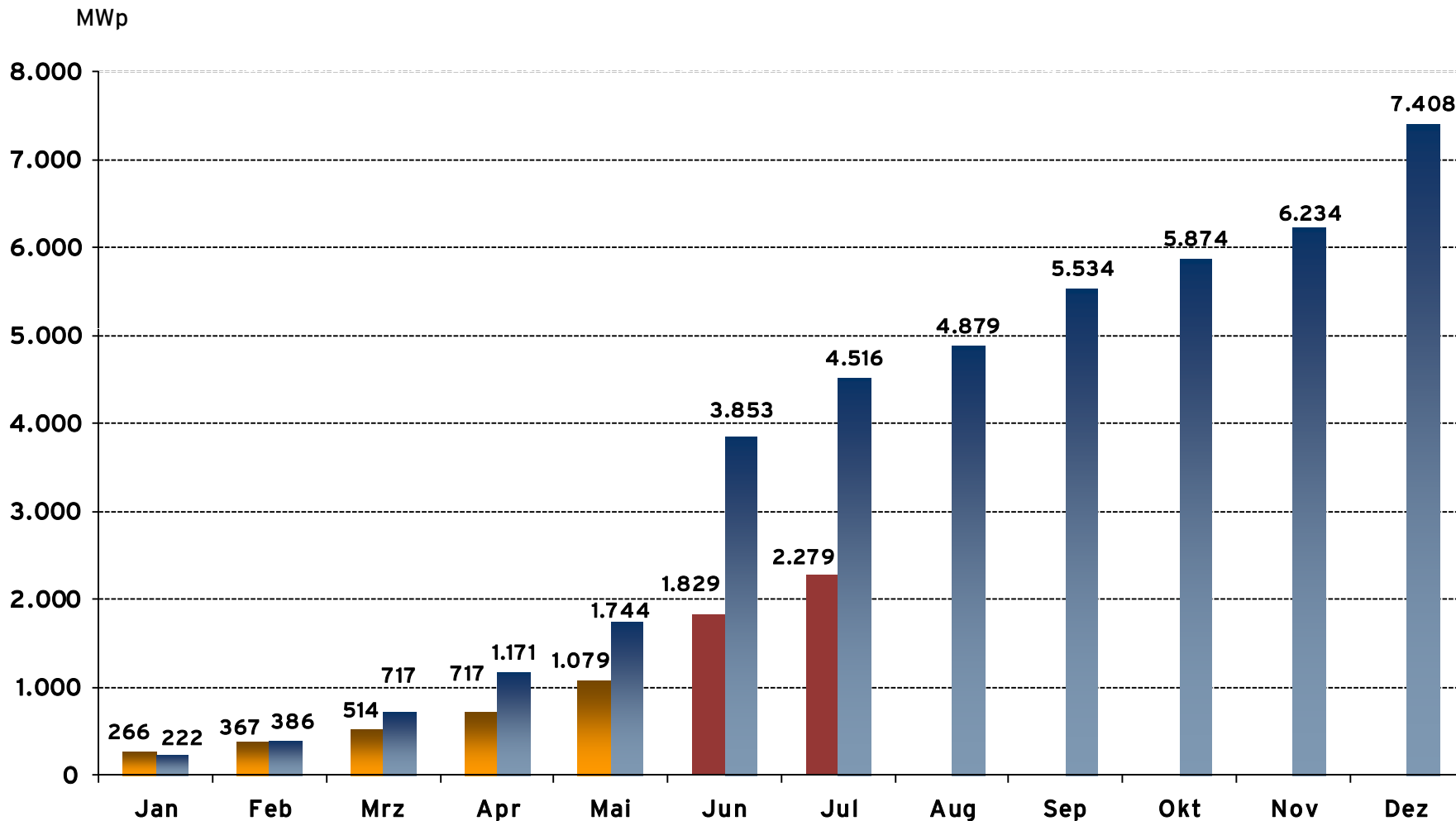
Monatlich installierte Anlagen bzw. Anlagenabschnitte - im Vergleich zu 2010



Entwicklung der PV-Installationen 2011

Monatlich kumuliert installierte Leistung in MWp - im Vergleich zu 2010

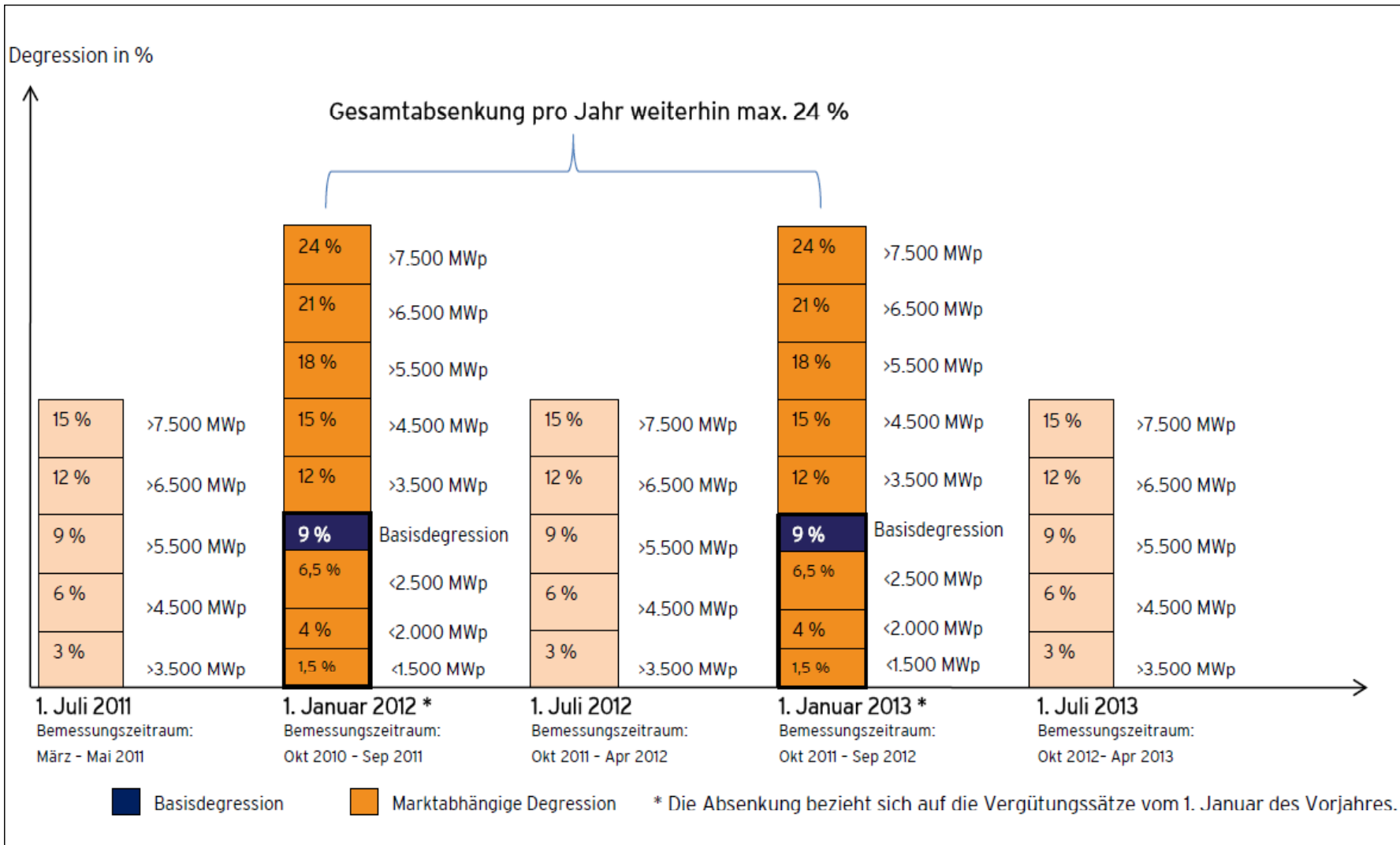
4



Quelle: Bundesnetzagentur, BSW-Solar 9/2011

■ Hochrechnung BSW-Solar ■ Meldungen 2011 ■ Meldungen 2010

Wachstumskorridor im EEG 2012



AUSGEWÄHLTE THEMEN EEG 2012

Einspeisemanagement (§ 6 EEG 2012)

	Anlagen < 30 kWp		Anlagen 30 - 100 kWp			Anlagen > 100 kWp	
Inbetriebnahme	vor dem 01.01.2012	ab dem 01.01.2012	vor dem 01.01.2009	01.01.2009 - 01.01.2012	ab dem 01.01.2012	vor dem 01.01.2012	ab dem 01.01.2012
Erfüllung ab	-	01.01.2012	-	01.01.2014	01.01.2012	01.07.2012	01.01.2012
Technische Vorgaben zum EinsMan	Keine	Fernregelbarkeit oder 70%-Kappung	Keine	Fernregelbarkeit		Fernregelbarkeit und Abrufung der Ist-Einspeisung	

Einspeisemanagement bei PV-Kleinanlagen

- **Problem 1:** Konkrete Auslegung der Anforderung 70%-Leistungskappung ist unklar.
 - Über welchen Zeitraum muss 70%-Anforderung erfüllt und nachgewiesen werden?
 - Kann es technisch bedingte Abweichungen bei der Dimensionierung von Modulleistung und Wechselrichterleistung geben (z.B. 4,9 kWp WR statt 5,0 kWp WR)?
 - **Problem 2:** Anforderung in sehr vielen Fällen auf Seite des Verteilnetzbetreibers gar nicht umsetzbar (kein Einspeisemanagement implementiert).
 - Wie kann Anforderung praktikabel umgesetzt werden, wenn netzseitig andere Bedürfnisse bestehen (kein Einspeisemanagement; Bedarf erst in Zukunft und dann mit anderen, heute noch nicht entwickelten technischen Anforderungen)?
- ➔ Lösung wird bis Oktober/November erarbeitet (Runder Tisch Solarbranche/Netzbetreiber/Behörden)

Einspeisemanagement (§ 6 EEG 2012)

	Anlagen < 30 kWp		Anlagen 30 - 100 kWp			Anlagen > 100 kWp	
Inbetriebnahme	vor dem 01.01.2012	ab dem 01.01.2012	vor dem 01.01.2009	01.01.2009 - 01.01.2012	ab dem 01.01.2012	vor dem 01.01.2012	ab dem 01.01.2012
Erfüllung ab	-	01.01.2012	-	01.01.2014	01.01.2012	01.07.2012	01.01.2012
Technische Vorgaben zum EinsMan	Keine	Fernabregelbarkeit oder 70%-Kappung	Keine	Fernabregelbarkeit		Fernabregelbarkeit und Abrufung der Ist-Einspeisung	

Einspeisemanagement - Nachrüstung

Mögliche Nutzung von Synergien bei Nachrüstung?

- PV-Anlagen größer 100 kWp müssen bis 1.7.2012 nachgerüstet werden (Anforderungen § 6 Abs. 1 EEG 2012)
- PV-Anlagen größer 10 kWp müssen voraussichtlich ab 2012 bezüglich neuer Anforderungen an Frequenzhaltung (50,2 Hz) nachgerüstet werden (Verordnung über EnWG bis Ende des Jahres)
- Zumindest im Bereich größer 100 kWp wahrscheinlich gleicher zeitlicher Nachrüstzeitraum
- **Offen:** Konkrete rechtliche Umsetzung der Nachrüstung bei Frequenzanforderung
- **Lösung** wird derzeit im Kreis der BMWi-Netzplattform erarbeitet


Härtefallregelung (§ 12 EEG 2012)

- **Problem:** Bisher noch keine konkrete Definition/Umsetzung der Entschädigungsverfahren bei Solarstromanlagen
- Eine Entschädigung bei EEG-Einspeisemanagement-Maßnahmen ist prinzipiell auf Basis von Teilanlagenmessungen oder Pauschalverfahren denkbar.
- Ein Pauschalverfahren ist derzeit in Abstimmung zwischen BDEW und BSW-Solar (gemeinsamer Verbändevorschlag) und soll von der BNetzA bestätigt und veröffentlicht werden.
- Dabei ist eine Unterscheidung anhand von Jahreszeit- , Tageszeit- und Wetterfaktoren geplant.
- Verordnungsermächtigung in § 64 f Nr. 1 EEG 2012: BNetzA-Leitfaden muss ggf. zusätzlich als Verordnung gefasst werden (§ 66 Abs. 7 EEG 2012!)
- Die Änderungen bei der Härtefallregelung durch das EEG 2012 bedürfen gesonderter Berücksichtigung (95-%-Regelung).

BSW-Informationen zum EEG 2012

- BSW-Solar hat die PV-relevanten Informationen der EEG-Novelle 2012 in einem Merkblatt kompakt zusammengestellt.
- Es steht unter www.solartechnikberater.de kostenlos zum Download zur Verfügung.

Stand: 28. Juli 2011



EEG-Novelle 2012 - Was ändert sich zum 1.1.2012?

Im Rahmen des Energiepakets der Bundesregierung ist auch eine Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) beschlossen worden. Dieses Informationspapier gibt einen Überblick zu den wichtigsten Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Bereich der Solarstromförderung. Diese Änderungen wurden am 30. Juni 2011 vom Deutschen Bundestag beschlossen und am 8. Juli 2011 von den Ländern im Bundesrat bestätigt. Eine rechtsverbindliche Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt nach erfolgter Prüfung durch das Bundespräsidialamt wird in Kürze erfolgen, so dass die Regelungen zum 1.1.2012 in Kraft treten können.

Entwicklung bei der Einspeisevergütung

Das Änderungsgesetz sieht ab dem 1. Januar 2012 eine Neuregelung der zukünftigen Degressionsentwicklung vor. So werden die Einspeisevergütungen ab dem 1.1.2012 jährlich regelmäßig zum 1. Januar und 1. Juli eines Jahres angepasst. Dabei wird jedoch der bisherige Wachstumskorridor beibehalten.

Künftig wird auch weiterhin zum 1. Januar eines Jahres eine Basisdegression von 9 % gelten, sofern der Zubau im Zielkorridor zwischen 2.500 und 3.500 MWp liegt. Als Bemessungszeitraum für diesen Absenkungsschritt wird weiterhin die Zeitspanne Oktober des vorletzten Jahres bis September des Vorjahres zu Grunde gelegt. Überschreitet der Zubau im Bemessungszeitraum 3.500 MWp, wird die Degression in fünf Stufen um jeweils 3 %-Punkte pro 1.000 MWp zusätzlichem Zubau steigen. Unterschreitet der Zubau 2.500 MWp, so wird die Degression in drei 500-MWp-Schritten jeweils um 2,5 %-Punkte sinken. Die Anpassungen bei der Einspeisevergütung zum 1. Januar eines Jahres werden sich dabei auf die Vergütungen zum 1. Januar des Vorjahres beziehen. Die unterjährigen wachstumsabhängigen Zwischenabsenkungen würden somit de facto auf die Absenkungen zum nächsten Jahreswechsel „angerechnet“. Nach diesem Modell wird die jährliche Degression weiterhin bei maximal 24 % liegen (bei einem Marktvolumen ab 7.500 MWp).

Die wachstumsabhängige Zwischenabsenkung zum 1. Juli kann maximal 15 % betragen. Dabei wird der schon von der jährlichen Januar-Absenkung bekannte Wachstumskorridor mit den fünf Degressionsstufen analog verwendet. Allerdings wird für die Zwischenabsenkung ein anderer Bemessungszeitraum (Oktober des Vorjahres bis April des laufenden Jahres) hochgerechnet auf 12 Monate zu Grunde gelegt (siehe Grafik auf nachfolgender Seite).

Die vier Vergütungsklassen (0 bis 30 kWp, 30 bis 100 kWp, 100 bis 1000 kWp, > 1000 kWp) bei den Dachanlagen bleiben auch zukünftig erhalten. Ebenso wie die damit in Zusammenhang stehende Vergütungsberechnung.

Die neuen Vergütungssätze, die ab dem 1.1.2012 gelten werden, müssen von der Bundesnetzagentur bis zum 31.10.2011 veröffentlicht werden. Die Vergütungssätze zum 1.7.2012 werden von der Bundesnetzagentur bis zum 30.5.2012 veröffentlicht.

1/4

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit...



Kontakt:

Rainer Brohm
Bereichsleiter Politik und Internationales
brohm@bsw-solar.de
www.solarwirtschaft.de