

# Ergebnisse: Modell Einheitliche PV-Vergütung

Berlin,  
23. Februar 2012



- 01 Vorwort der Firma Belectric
- 02 Aufgabenstellung und Vorgehensweise
- 03 Benchmark Trendszenario der ÜNB
- 04 Das aktuelle EEG
- 05 Der Ministervorschlag vom 23. Februar 2012
- 06 Konzept der Belectric zur einheitlichen Vergütung und EEG-Umlage
- 07 Fazit

## Die Herausforderungen des heutigen EEG:

- Das EEG belastet die Verbraucher mit einer steigenden EEG-Umlage
- Der Zubau an Erneuerbarer Energie in den Niederspannungsnetzen macht zusätzlichen Netzausbau, mit den verbundenen Kosten nötig

## Der Vorschlag der Minister hat folgende Auswirkungen:

- Durch die Verhinderung des Ausbaus von netzstabilisierenden Freiflächen Solarkraftwerken, wird die Chance die Kosten für den Netzausbau zu reduzieren, zu Lasten der Verbraucher vertan.
- Insbesondere wird die Integration von Windkraftanlagen in die bestehende Netzinfrastruktur hierdurch maßgeblich erschwert. Demgegenüber könnten netzstabilisierende Freiflächen Solarkraftwerke vor allem nachts Blindleistung zur Spannungsstabilisation des Netzes im dezentralen Raum zur Verfügung stellen und so Windkraft integrieren.
- Die einseitige Festlegung auf das teuerste Segment der Solarstromerzeugung diskriminiert die nicht-Immobilienbesitzer, nimmt ihnen die Möglichkeit zur Beteiligung an der Energiewende über Bürgersolarkraftwerke und erhöht EEG-Umlage auf über 5 Cent/kWh.
- Die Möglichkeit der beliebigen Festlegung der Vergütungssätze durch BMU und BMWi, unter Ausschluss des Parlaments erschwert Investitionsentscheidungen in den Produktionsstandort Deutschland.

## Der Lösungsansatz von Belectric:

- Einführung einer Einheitsvergütung von 15 Cent/kWh für Solarstrom
- Lineare für die Investoren und Industrie berechenbare Degression von 0,5%/Monat
- Wirtschaftlich getriebener Eigenverbrauch bei gleichzeitiger Verbraucherkostenentlastung

## Das Resultat des Vorschlags von Belectric:

- Stabilisation der Stromnetze durch netzstabilisierende Freiflächen Solarkraftwerke und damit Vermeidung von Netzausbaukosten
- Halbierung der Kosten für den weiteren Solarenergie-Zubau im Vergütungszeitraum im Bezug auf den Vorschlag der Minister und damit massive Verbraucherentlastung
- Leichtere Einbindung auch der nicht-Immobilien besitzenden Bevölkerungsschicht in die Energiewende durch Investitionen in Bürgersolarkraftwerke auf der Freifläche
- Angemessene Rendite für alle Segmente bei klarer Fokussierung auf das Dachsegment
- Schafft Vertrauen und Planungssicherheit und erlaubt damit die Investition und Finanzierung in die industrielle Produktion von Solartechnik in Deutschland
- Erlaubt die Weiterentwicklung der Technologie und stärkt somit die Exportchance für die deutsche Solarindustrie

- 01 Vorwort der Firma Belectric
- 02 **Aufgabenstellung und Vorgehensweise**
- 03 Benchmark Trendszenario der ÜNB
- 04 Das aktuelle EEG
- 05 Der Ministervorschlag vom 23. Februar 2012
- 06 Konzept der Belectric zur einheitlichen Vergütung und EEG-Umlage
- 07 Fazit

## Aufgabenstellung

- Prognos wurde vom Auftraggeber Belectric mit der Frage konfrontiert, in wie weit ein einheitlicher Vergütungssatz für Photovoltaik ausgestaltet werden kann, und welche Renditechancen sich in einzelnen Anlagensegmenten (Dach und Freifläche) ergeben.
- Zusätzlich sollte analysiert werden, welche Auswirkungen ein Modell mit einer einheitlichen Vergütung auf die Entwicklung der EEG-Umlage hat:
  - im Vergleich zum Fortbestand des heutigen EEG,
  - im Vergleich zum Ministervorschlag mit einer Begrenzung der Förderung von kleinen Dachanlagen auf 85 % des jährlichen Ertrags bzw. 90 % des jährlichen Ertrags für alle anderen Anlagen.

## Vorgehensweise

- Ermittlung der EEG-Umlage im Trendszenario der Übertragungsnetzbetreiber und im diskutierten Modell aus dem Ministervorschlag vom 23. Februar 2012
- Ermittlung einer Einheitsvergütung für das Konzept von Belectric auf der Basis des Falls eines Einfamilienhauses
- Berechnung der Renditechancen für andere Anlagenkonzepte im Bereich Dach und Freifläche
- Berechnung der EEG-Umlage im Modell mit einer einheitlichen Vergütung

## **Grundlage der erneuerbaren Stromerzeugung:**

- Studie des IE Leipzig zur Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2012 bis 2016, Trend-Szenario
- Angefertigt für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

## **Grundlage der Letztverbrauchsentwicklung:**

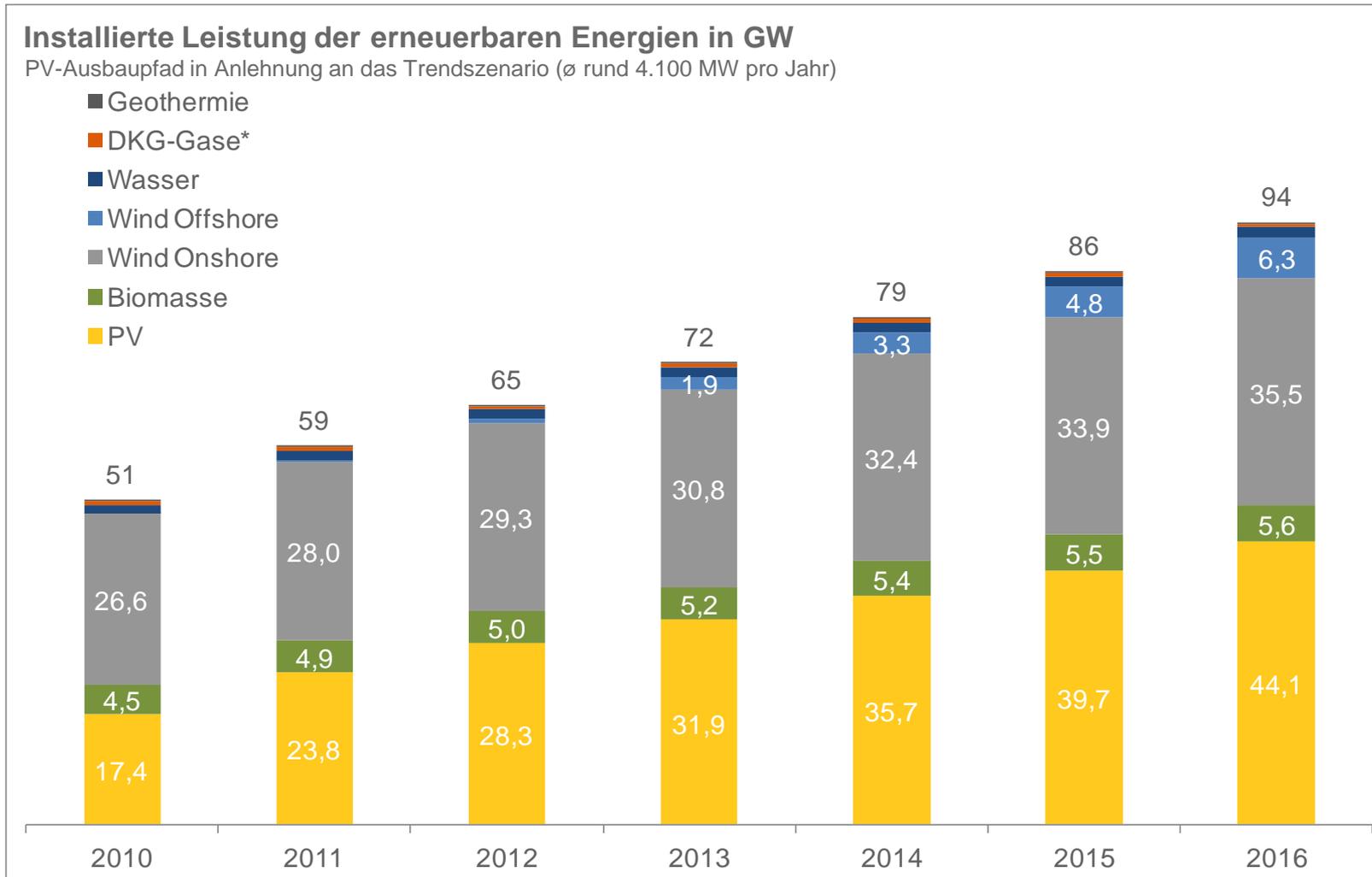
- Letztverbrauch bis 2016 Planungsprämissen für die EEG-Mittelfristprognose, Referenzszenario
- Angefertigt für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

## **Grundlage für die Strompreisentwicklung der privaten Haushalte, Gewerbe- und Industriekunden:**

- Daten für Großhandelspreis für Strom aus der Studie des IE Leipzig zur Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2012 bis 2016
- Annahmen zu weiteren Strompreiskomponenten (Netzentgelte, KWK-Umlage, Stromsteuer, etc.) aus Modellrechnungen der Prognos AG

- 01 Vorwort der Firma Belectric
- 02 Aufgabenstellung und Vorgehensweise
- 03 Benchmark Trendszenario der ÜNB**
- 04 Das aktuelle EEG
- 05 Der Ministervorschlag vom 23. Februar 2012
- 06 Konzept der Belectric zur einheitlichen Vergütung und EEG-Umlage
- 07 Fazit

## Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose des IE Leipzig für die ÜNB

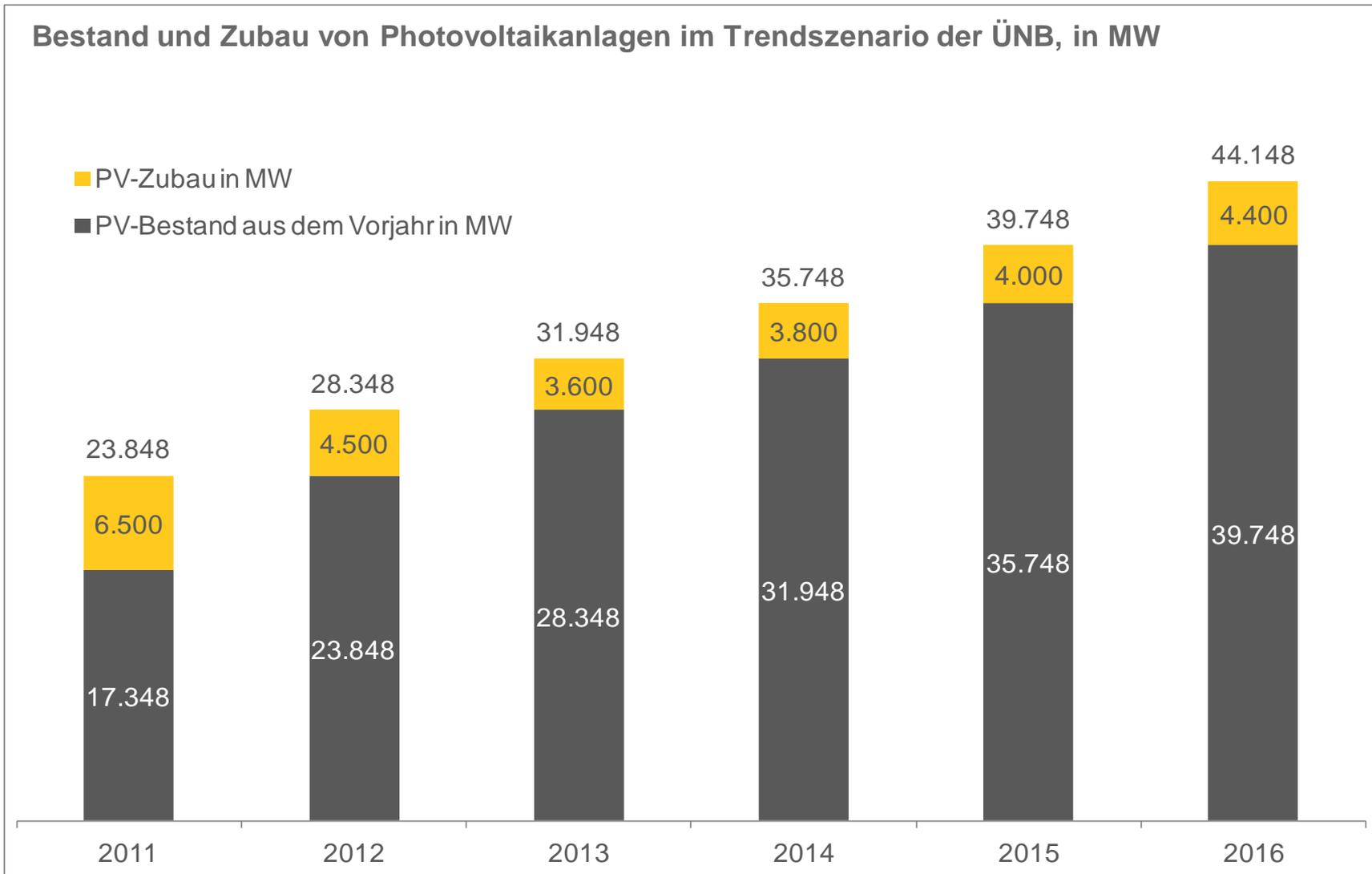


\* DKG-Gase: Deponie-, Klär- und Grubengase

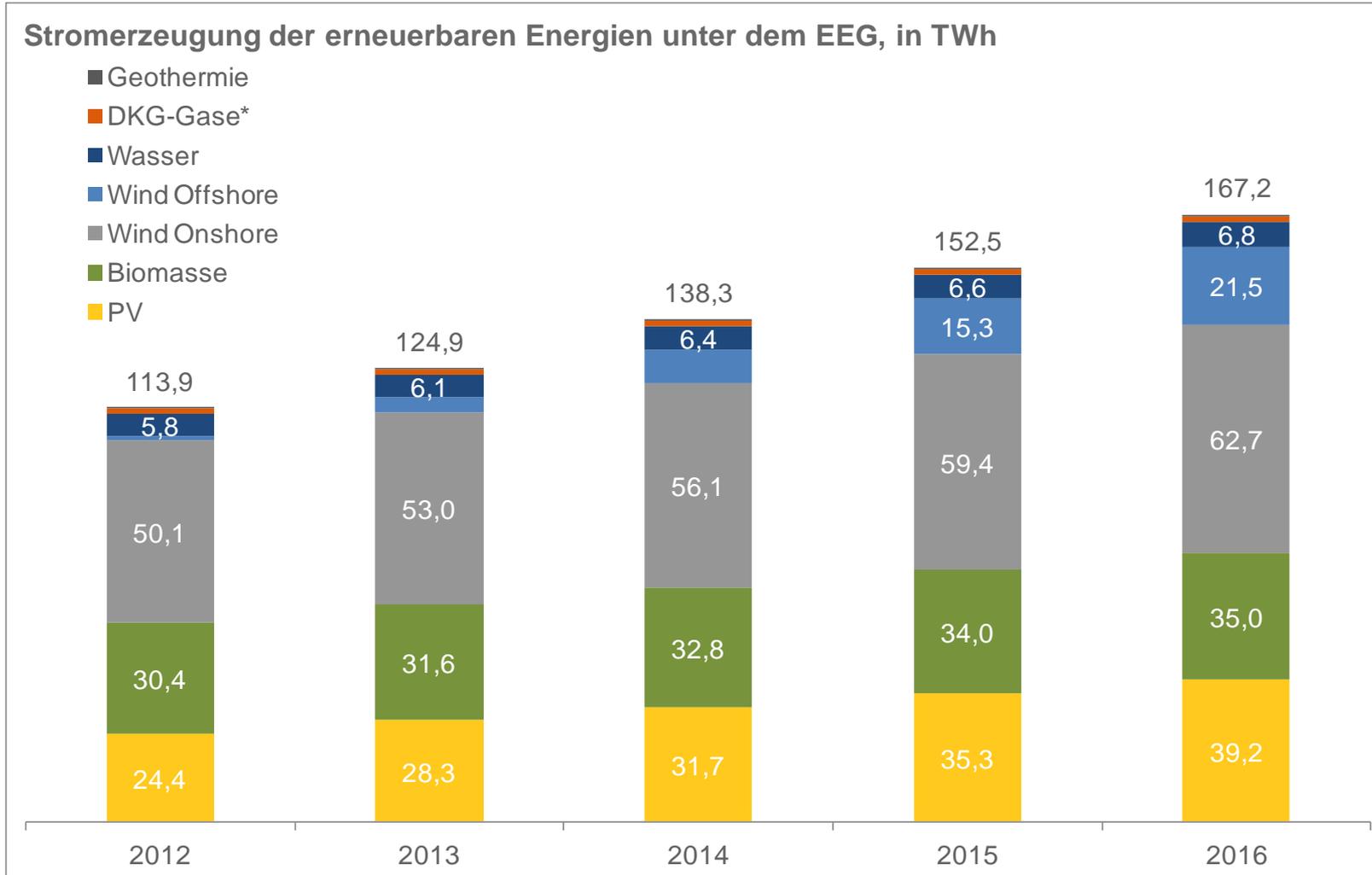
## Bestand und Zubau von Photovoltaikanlagen im Trendszenario der ÜNB, in MW

■ PV-Zubau in MW

■ PV-Bestand aus dem Vorjahr in MW



## Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose des IE Leipzig für die ÜNB



\* DKG-Gase: Deponie-, Klär- und Grubengase

- 01 Vorwort der Firma Belectric
- 02 Aufgabenstellung und Vorgehensweise
- 03 Benchmark Trendszenario der ÜNB
- 04 Das aktuelle EEG**
- 05 Der Ministervorschlag vom 23. Februar 2012
- 06 Konzept der Belectric zur einheitlichen Vergütung und EEG-Umlage
- 07 Fazit

- Im betrachteten Szenario wird die EEG-Umlage bis zum Jahr 2016 kontinuierlich steigen und dann im Jahr 2016 rund 5 Cent/kWh erreichen.
- Die Photovoltaik hat auch zukünftig einen Anteil von 50 % an der Gesamtumlage.
- Für die Entwicklung der Umlage im Jahr 2016 sind verschiedene Faktoren verantwortlich:
  - Im Jahr 2013 wird die Umlage zunächst durch den Wegfall der negativen Kontostandes um 0,18 Cent/kWh entlastet. Zusätzlich bringt ein zu erwartender Strompreisanstieg eine Entlastung um 0,08 Cent/kWh. In den Folgejahren bleibt der Großhandelsstrompreis ausgelöst durch niedrige CO<sub>2</sub>-Preise als Folge der unklaren Weiterführung der Klimapolitik nahezu konstant.
  - An Bedeutung gewinnt ab dem Jahr 2013 der Rückgang des nicht-privilegierten Letztverbrauchs, der sich insbesondere durch eine stärkere industrielle/gewerbliche Eigenerzeugung und einen Anstieg des privilegierten Letztverbrauchs um +9 TWh insgesamt deutlich reduziert und somit die Entlastung aus der Veränderung des Grünstromprivilegs mehr als kompensiert.
  - Bis zum Jahr 2016 wird die Rolle der Offshore-Windenergie für die Umlageentwicklung an Bedeutung gewinnen. 0,64 Cent/kWh der Umlagesteigerung entfallen auf die stärkere Nutzung der Windenergie auf See. Auf den reinen Photovoltaik-Zubau bis zum Jahr 2016 entfallen 0,46 Cent/kWh und auf die Reduktion des nicht-privilegierten Letztverbrauchs 0,28 Cent/kWh.
  - Die Reduktion des nicht-privilegierten Letztverbrauchs wird dabei nicht als einzelner Kostenbestandteil sichtbar. Er spiegelt sich in der Umlagewirkung des Anlagenbestandes zum 31.12. 2011 wieder, da die Kosten für den Bestand auf eine geringere Strommenge umgelegt werden.
  - Zusätzlich wirkt sich die Verschlechterung der Profilmfaktoren für alle Anlagen auch auf den Bestand aus. Durch den Zubau an regenerativen fluktuierenden Erzeugungskapazitäten verschlechtert sich die Ertragssituation für Bestandsanlagen durch den stärker werdenden Merit-Order-Effekt..

# Die Vergütungssätze für PV halbieren sich durch die dynamische Degression im Trendszenario bis zum Jahr 2015

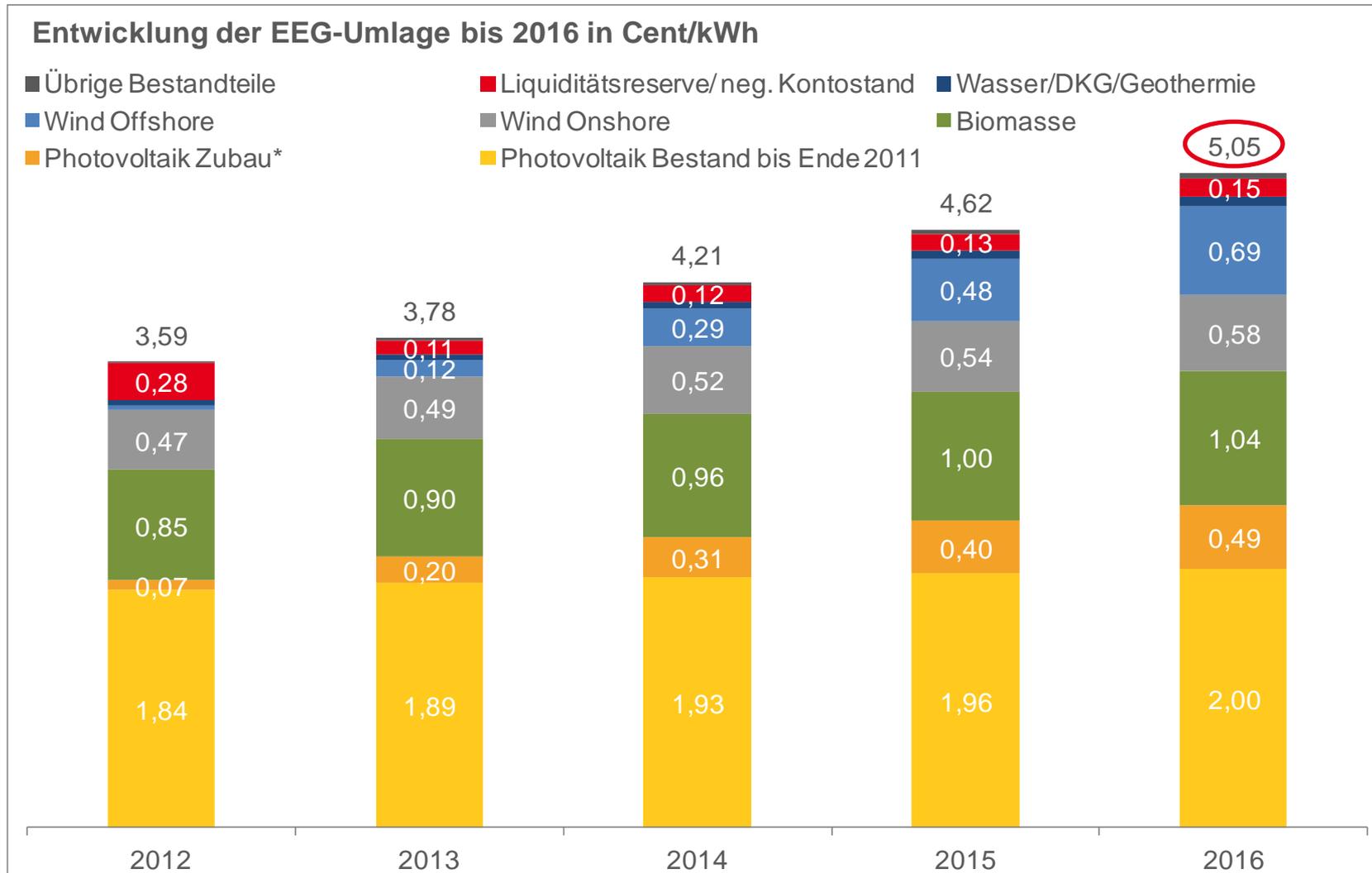
Jahr	Degression	bis 30 kW	30 kW bis 100 kW	ab 100 kW	ab 1000 kW	Konversionsflächen	sonstige Flächen
2011		28,74	27,33	25,86	21,56	22,07	21,11
1. HJ 2012	15%	24,43	23,23	21,98	18,33	18,76	17,94
2. HJ 2012	15%	20,76	19,75	18,68	15,58	15,95	15,25
1. HJ 2013	21%*	19,30	18,35	17,36	14,48	14,82	14,18
2. HJ 2013	3%	18,72	17,80	16,84	14,04	14,38	13,75
1. HJ 2014	12%	16,98	16,15	15,28	12,74	13,04	12,47
2. HJ 2014	3%	16,47	15,67	14,82	12,36	12,65	12,10
1. HJ 2015	12%	14,95	14,21	13,45	11,21	11,48	10,98
2. HJ 2015	3%	14,50	13,79	13,04	10,88	11,13	10,65
1. HJ 2016	12%	13,15	12,51	11,83	9,87	10,10	9,66
2. HJ 2016	3%	12,76	12,13	11,48	9,57	9,80	9,37

- Die Degression ab 2013 zum jeweiligen 1. HJ bezieht sich auf das 1. HJ des Vorjahres (Vorgehensweise des EEG)

\* Mit der Schätzung der Bundesnetzagentur mit 7.500 MW Zubau in 2011 und davon alleine 3.000 MW im Dezember, ergibt sich für die Degression zum 1. HJ 2013 eine Degression von 24%. Im Trendszenario wird von einem geringeren Zubaus ausgegangen. Folglich beträgt die Degression lediglich 21 %.

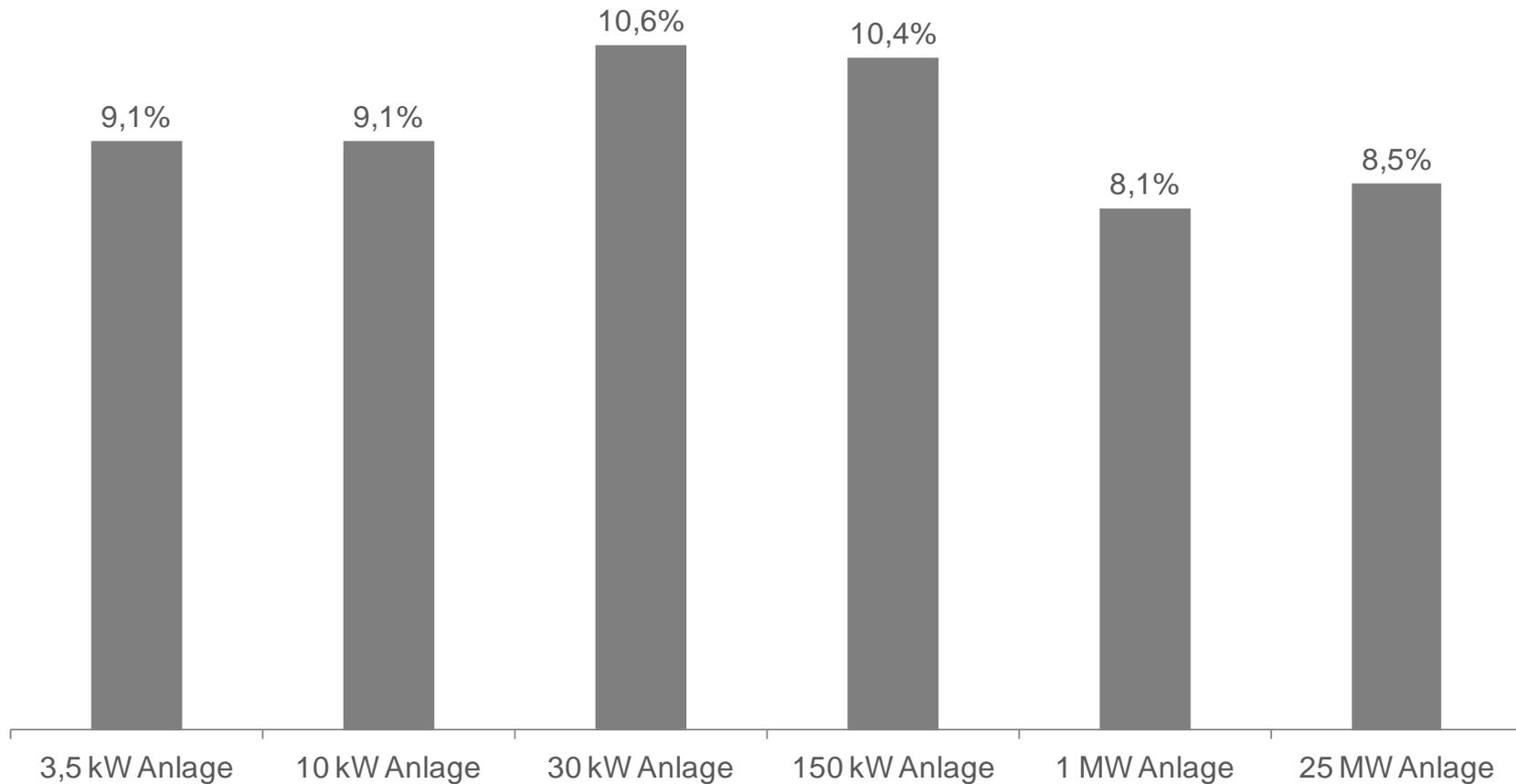
# EEG-Umlage im Trendszenario der ÜNB steigt im Jahr 2016 auf über 5 Cent/kWh

## Benchmark Trendszenario



\* Im Jahr 2016 entfallen mit 94% rund 0,46 Cent/kWh auf den reinen PV-Zubau. Die restliche Differenz beinhaltet die weitere Senkung des nicht-priv. Letztverbrauchs.

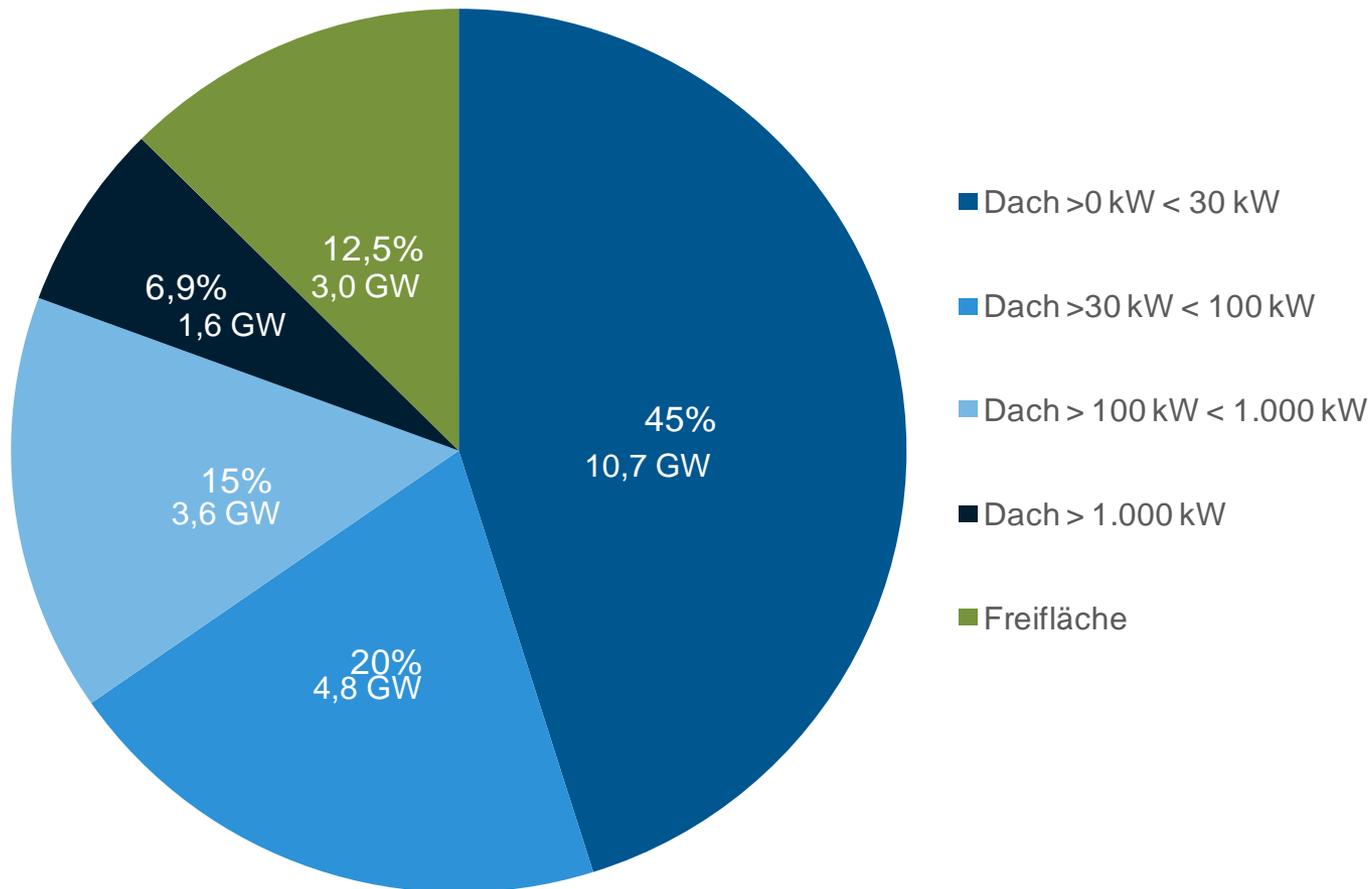
Nominale Projektrendite vor Steuern der einzelnen Anlagenklassen, unter dem aktuellen EEG



## Verteilung der Größenklassen

Anteil der Größenklassen an den Bestandsanlagen bis Ende 2011

Gesamt installierte Leistung: 23,8 GW\*

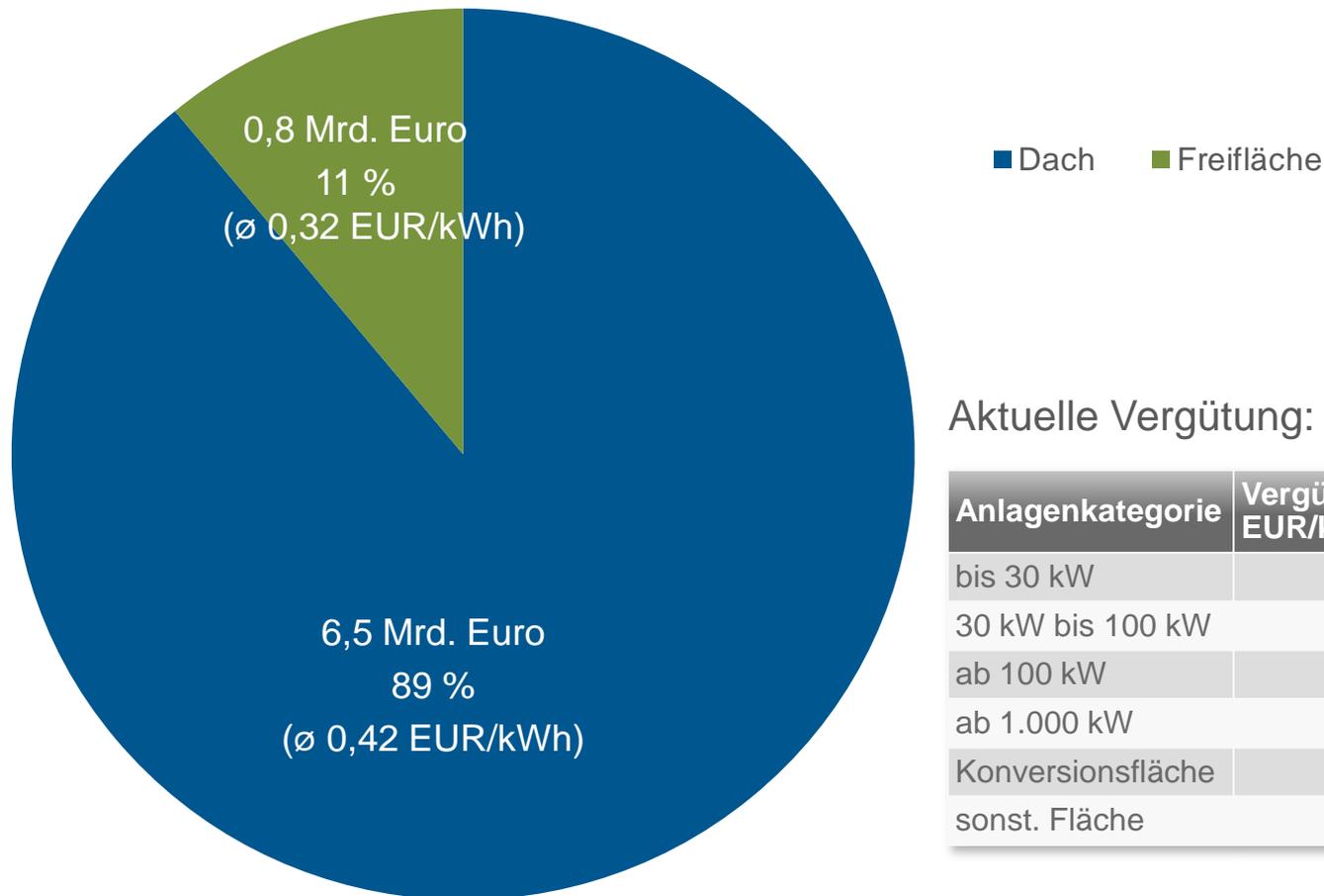


\* Daten angelehnt an Anlagenregister (energymap.info). Beinhaltet nicht den starken Zubau im letzten Quartal 2011, da bislang keine offiziellen Statistiken vorhanden.

## Verteilung der Vergütungszahlungen

Verteilung der Vergütungszahlungen der Bestandsanlagen bis Ende 2011 im Jahr 2011, in Mrd. Euro

Gesamte Vergütungszahlungen 2011: 7,3 Mrd. Euro



Aktuelle Vergütung:

Anlagenkategorie	Vergütung in EUR/kWh (1.1.2012)
bis 30 kW	0,2443
30 kW bis 100 kW	0,2323
ab 100 kW	0,2198
ab 1.000 kW	0,1833
Konversionsfläche	0,1876
sonst. Fläche	0,1794

- Der Zubau der Photovoltaik trägt zukünftig deutlich weniger zur Kostensteigerung des EEG bei als in der Vergangenheit.
- Nur noch 0,46 Cent/kWh der Umlagesteigerung bis zum Jahr 2016 entfallen auf die Photovoltaik.
- Die Renditen bei Photovoltaik-Anlagen sind derzeit nahezu unabhängig von der Höhe des Eigenverbrauchs.
- Der Trend hin zu großen Dachanlagen und unabhängig vom Stromverbrauch in räumlicher Nähe bleibt bestehen.
- Dachanlagen stellen mit einem Anteil von 87,5 % das größte Segment im Bestand der Photovoltaik-Anlagen dar.
- Der Anteil von Freiflächenanlagen liegt derzeit bei 12,5 %.
- Der Anteil der Freiflächen an der Vergütung liegt derzeit mit rund 11 % noch unter dem Anteil an der installierten Leistung.

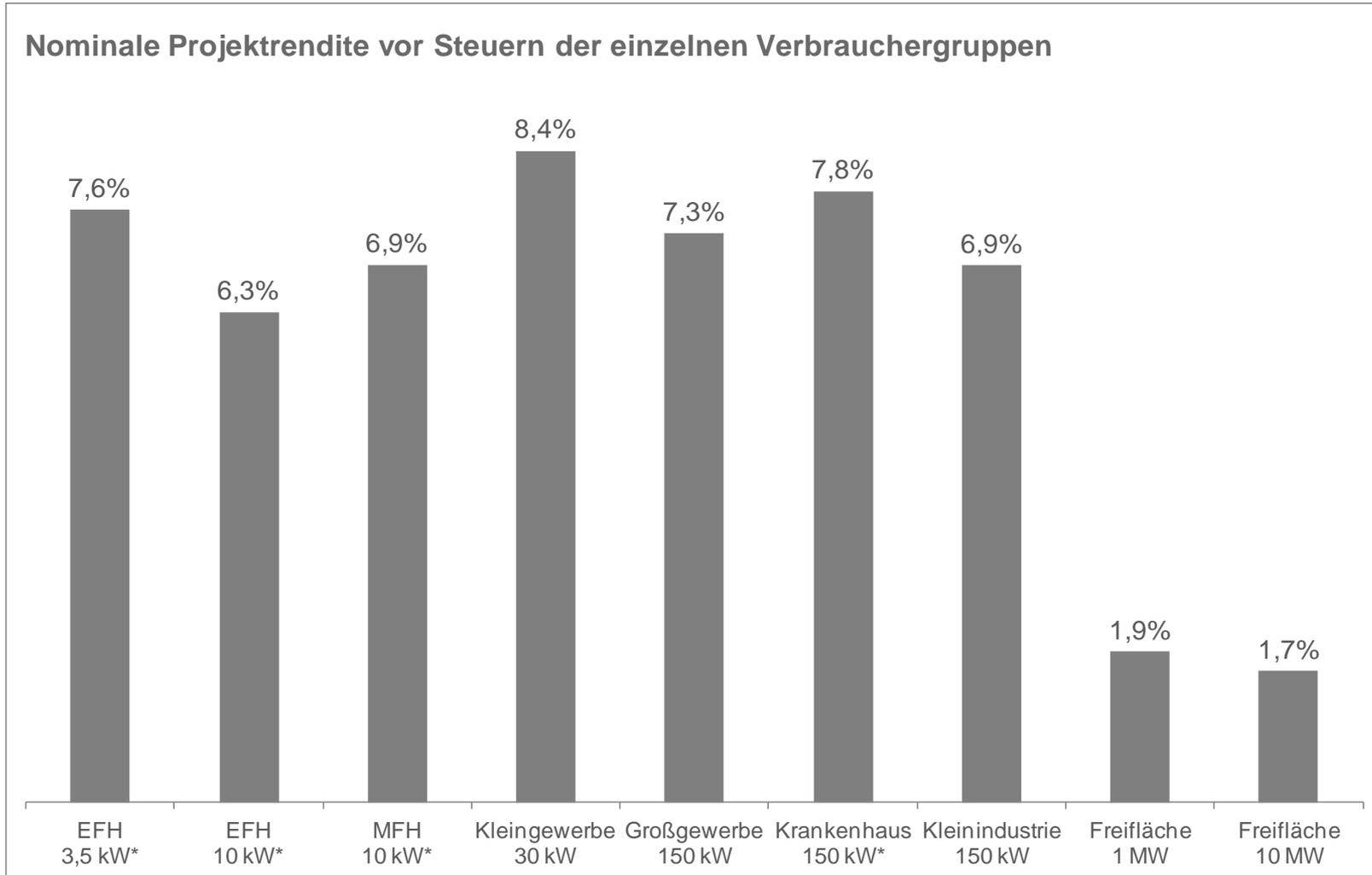
- 01 Vorwort der Firma Belectric
- 02 Aufgabenstellung und Vorgehensweise
- 03 Benchmark Trendszenario der ÜNB
- 04 Das aktuelle EEG
- 05 Der Ministervorschlag vom 23. Februar 2012**
- 06 Konzept der Belectric zur einheitlichen Vergütung und EEG-Umlage
- 07 Fazit

- Vergütung für Kleinanlagen nur bis 10 kWp Leistung
- Anlagenklasse bis 100 kWp Leistung im Segment Dach entfällt
- Größenbeschränkung auf Anlagen bis maximal 10 MW
- Vergütung von Neubuanlagen im Bereich Dach bis 10 kWp wird auf 85 % des Anlagenertrags begrenzt
- Vergütung von Neubuanlagen in allen anderen Segmenten bis 10 MW wird auf 90 % des Anlagenertrags begrenzt
- Vorziehen der Vergütungsabsenkung von 15 % vom 1. Juli 2012 auf den ersten April 2012
- zusätzliche Vergütungsabsenkung von 5 %-Punkten bei Dachanlagen kleiner 10 kWp und bis zu 15%-Punkten bei Anlagen größer 10 kWp
- Danach monatliche Senkung der Vergütung um 0,15 Cent/kWh in allen Segmenten
- Die daraus resultierenden Vergütungssätze sind in der folgenden Folie dargestellt.

Jahr	Degression	bis 30 kW	30 kW bis 100 kW	ab 100 kW	ab 1000 kW	Konversions- flächen	sonstige Flächen
1.1.2012	15%	24,43	23,23	21,98	18,33	18,76	17,94

Jahr	neu bis 10 kW	bis 100 kW entfällt	bis 1.000 kW	1.000 kW bis 10 MW	Freifläche bis 10 MW
<b>ab 09.03.2012</b>	<b>19,50</b>	<b>16,50</b>	<b>13,50</b>	<b>13,50</b>	<b>13,50</b>
bedeutet Kürzung um	20,2%	29,0%	24,9%	26,4%	24,7%
<b>Monatliche Degression in Cent/kWh</b>	<b>0,15</b>				
ab 01.05.2012	19,35	16,35	13,35	13,35	13,35
ab 01.12.2012	18,30	15,30	12,30	12,30	12,30
<b>ab 01.01.2013</b>	<b>18,15</b>	<b>15,15</b>	<b>12,15</b>	<b>12,15</b>	<b>12,15</b>
bedeutet Kürzung um	25,7%	31,1%	33,7%	32,3%	32,3%
<b>ab 01.01.2014</b>	<b>16,35</b>	<b>13,35</b>	<b>10,35</b>	<b>10,35</b>	<b>10,35</b>
bedeutet Kürzung um	9,9%	11,9%	14,8%	14,8%	14,8%
<b>ab 01.01.2015</b>	<b>14,55</b>	<b>11,55</b>	<b>8,55</b>	<b>8,55</b>	<b>8,55</b>
bedeutet Kürzung um	11,0%	13,5%	17,4%	17,4%	17,4%
<b>ab 01.01.2016</b>	<b>12,75</b>	<b>9,75</b>	<b>6,75</b>	<b>6,75</b>	<b>6,75</b>
bedeutet Kürzung um	12,4%	15,6%	21,1%	21,1%	21,1%

# Die Rendite von Freiflächenanlagen im Ministervorschlag ist am stärksten von einem Rückgang betroffen



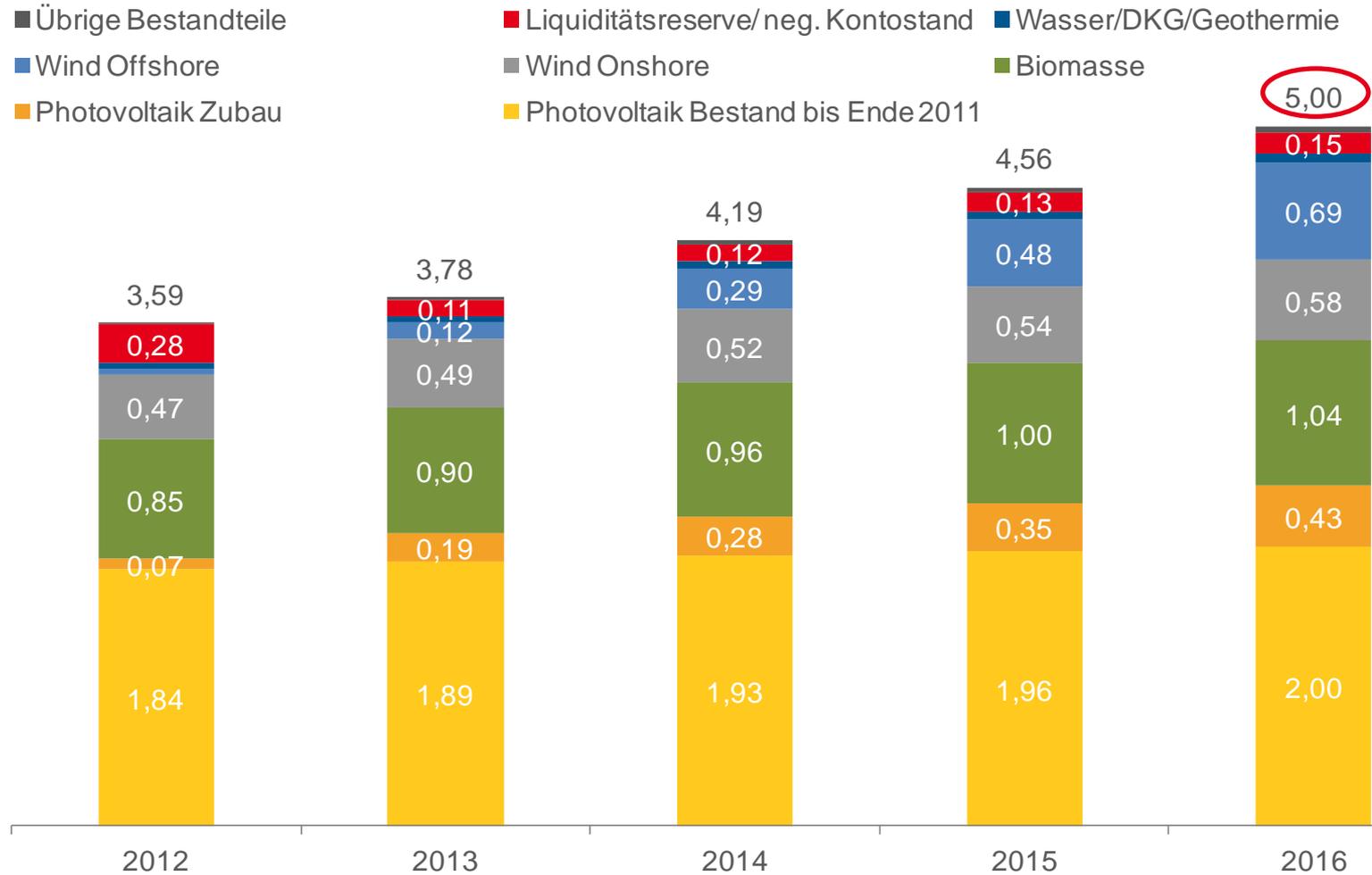
Die Annahmen zu den Verbrauchergruppen sind auf Folie 28 erläutert.

- Die fixe absolute monatliche Degression berücksichtigt nicht den mittelfristig geringer werdenden zu erwartenden Kostenfortschritt bei der PV-Technik.
- Die fixe monatliche Degression von 0,15 Cent/kWh belastet durch das aktuell schon niedrigere Ausgangsniveau Freiflächen anteilig stärker als Dachanlagen unter 1.000 kWp.
- Freiflächen haben dadurch deutlich niedrigere Renditen bei steigenden Kosten für Pacht und Anlagenbetrieb.
- Die Begrenzung der Vergütung für Freiflächen auf 90 % des Ertrages bedeutet in den meisten Fällen effektiv eine drastischere Kürzung als bei Dachanlagen, weil in unmittelbarer Anlagennähe zumeist keine Verbraucher mit Strombedarf vorhanden sind. Folglich bleiben für den verbleibenden Strom nur geringe zusätzliche Erlöse aus dem Börsenverkauf.
- Das günstigste Segment der PV-Anlagen, die Freiflächen, werden dadurch weniger attraktiv.
- Der zukünftige Anlagenzubau konzentriert sich auf Dachanlagen im Segment bis 10 kWp. Bei größeren Dachanlagen werden wahrscheinlich Projekte mit höherem Eigenverbrauch realisiert.
- Kommerzielle Investoren werden sich verstärkt den teureren Dachsegmenten kleiner 1.000 MWp zuwenden.
- Es fehlen weiterhin Anreize den PV-Zubau lokal zu steuern.
- Gelingt mit diesem Modell keine Begrenzung des Zubauvolumens, ist durch die Konzentration des Zubaus im Dachsegment lediglich eine geringe Entlastung der EEG-Umlage zu erwarten (siehe Folie 24).

# Der aktuell diskutierte Ministervorschlag bringt kaum Entlastung für die EEG-Umlage im Jahr 2016

Ausbaupfad entspricht dem Trendszenario, Vergütung nur für 85 % / 90 % Jahresertrag

Entwicklung der EEG-Umlage bis 2016 in Cent/kWh



- 01 Vorwort der Firma Belectric
- 02 Aufgabenstellung und Vorgehensweise
- 03 Benchmark Trendszenario der ÜNB
- 04 Das aktuelle EEG
- 05 Der Ministervorschlag vom 23. Februar 2012
- 06 Konzept der Belectric zur einheitlichen Vergütung und EEG-Umlage**
- 07 Fazit

## Grundsätzliches

- Ausgegangen wird von der These, dass die einheitliche Vergütung auf der Basis eines Einfamilienhauses berechnet wird. Photovoltaik-Dachanlagen auf Einfamilienhäusern stellen heute das größte Anlagensegment dar.
- Der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom wird als wesentlicher Einnahmebestandteil für alle Anlagenkategorien berücksichtigt, soweit der Stromverbrauch in räumlicher Nähe zur Anlage dies zulässt.

## Vorgehensweise bei der Auswahl der Fälle zur Renditebetrachtung

- In Abhängigkeit von der Anlagengröße werden verschiedene Systeme von PV-Anlagen und Stromverbrauchern in Kombination analysiert, um sicher zu stellen, dass PV-Systeme in sämtlichen Segmenten (Dach und Freifläche) betrachtet werden.
- Für die Endkunden mit Dachanlagen wird über spezifische Dachgrößen pro Gebäude die mögliche Anlagenleistung ermittelt.
- Stündliche Strombedarfsprofile für die Verbraucher in räumlicher Nähe werden aus Lastprofilanalysen bezogen, die durch Energieversorger veröffentlicht werden.
- Die spezifischen Kosten für PV-Anlagen in den entsprechenden Segmenten wurde zum einen aus eingeholten Angeboten zu spezifischen Projekten und zum anderen durch Informationen des Auftraggebers verifiziert.
- Auf der folgenden Folie sind die Annahmen zu den betrachteten Fällen zusammengefasst.

# Annahmen zu Anlagensegmenten und Kundengruppen für Dachanlagen mit Eigenverbrauch

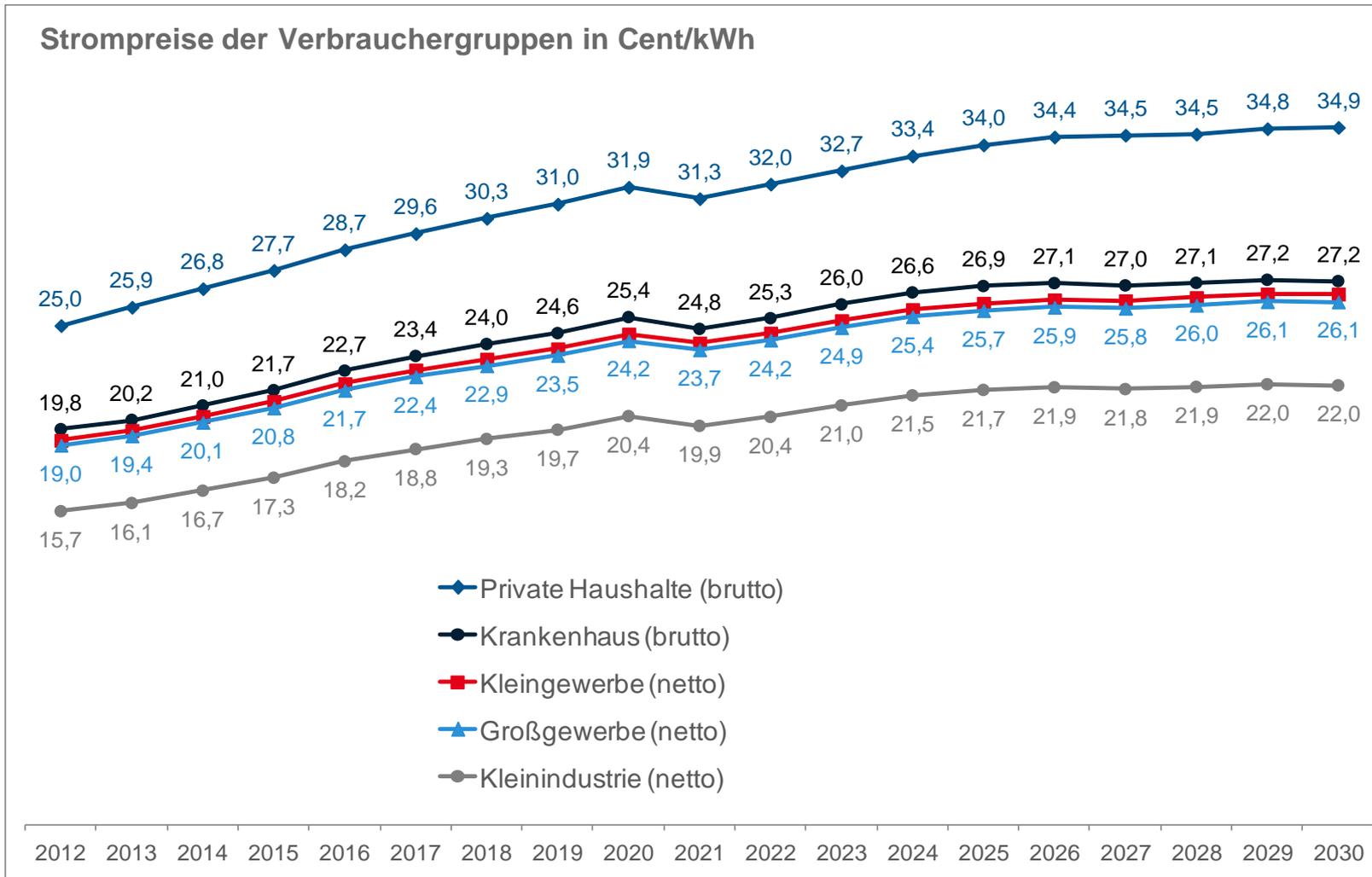
Anlagen- größe in kW	Investment pro kWp*	Verbraucher	Stromverbrauch pro Jahr in kWh	Anteil Eigen- verbrauch	Jährlicher Ertrag in kWh/kWp
3,5	1.850	Einfamilienhaus <sup>1</sup>	4.000	50%	900
10	1.850	Einfamilienhaus <sup>1</sup>	4.000	21%	900
10	1.850	Mehrfamilienhaus	20.000	73%	900
30	1.700	Kleingewerbe	20.000	38%	900
150	1.600	Großgewerbe	100.000	37%	925
150	1.600	Krankenhaus	300.000	79%	925
150	1.600	Kleinindustrie	1.000.000	100%	925
1.000	1.500	Freiflächenanlage <sup>2</sup>	–	0%	1.000
25.000	1.500	Freiflächenanlage <sup>3</sup>	–	0%	975

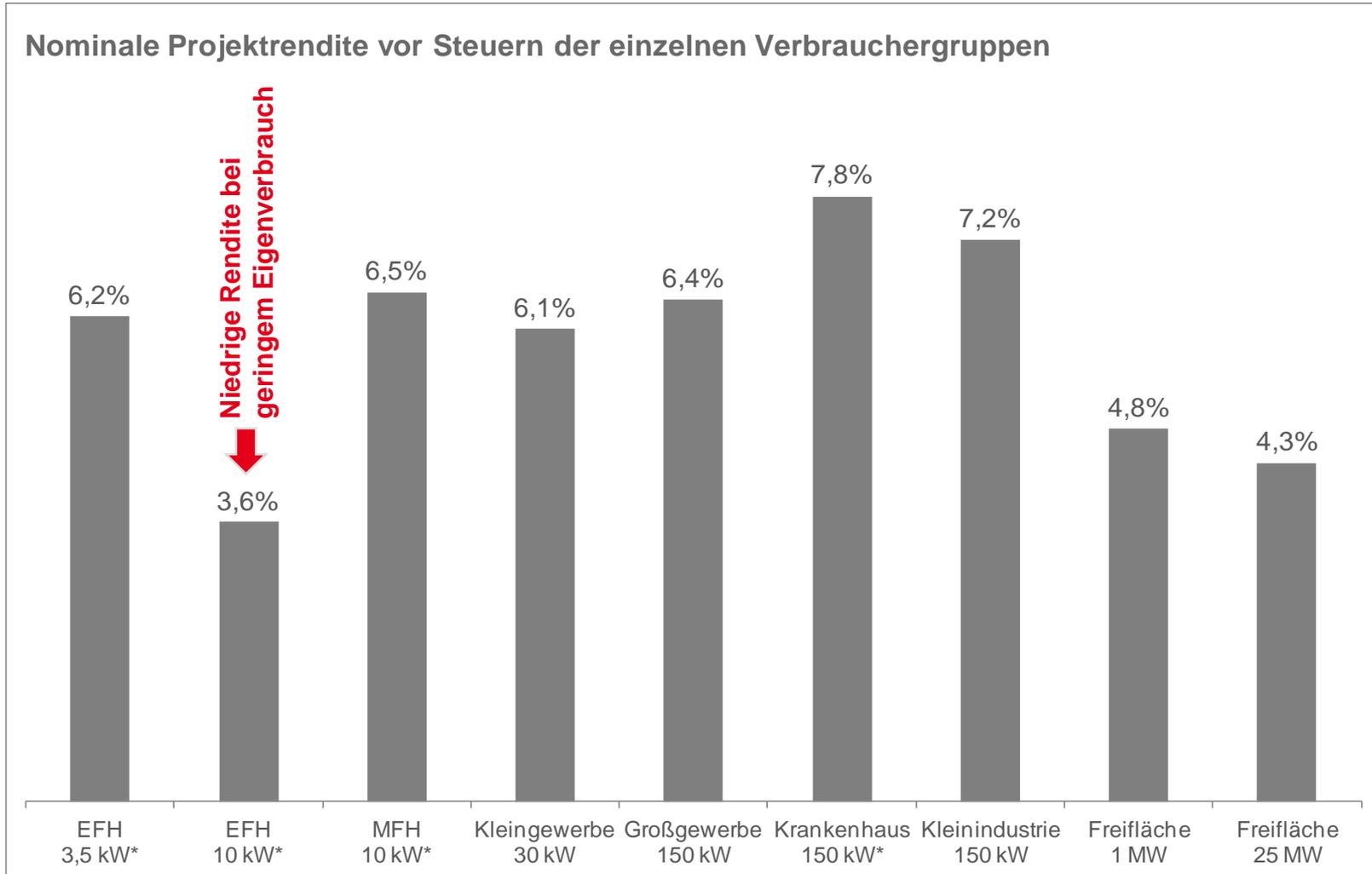
<sup>1</sup> Der Stromverbrauch von Einfamilienhäusern wurde anhand eines gemittelten, synthetischen Lastprofils berechnet. Je nach Lebenssituation des Haushalts liegt die Rendite über/unter den ermittelten Werten. Für das Einfamilienhaus mit einer PV-Anlage 3,5 kW Leistung wurde unterstellt, dass ledig ein Überschusszähler verbaut wird und somit auf den Einbau eines weiteren Zählers verzichtet werden kann. Dadurch können die spezifischen Installationskosten der 10 kW-Anlage erreicht werden.

<sup>2</sup> Freiflächen werden als Anlagen ohne Eigenverbrauch berechnet.

<sup>3</sup> Die Kosten für die große Freiflächenanlagen setzen sich aus 1.425 EUR/kW Systemkosten und 75 EUR/kW Konversionsflächenaufschlag zusammen. Der Ertrag pro Jahr ist im Mittel für Ostdeutschland angesetzt.

\* Die jährlichen Betriebskosten betragen 1,1 % der Investition. Bei Freiflächen erhöht sich der Betrag auf 1,7 % aufgrund der anzulegenden Pachtkosten.





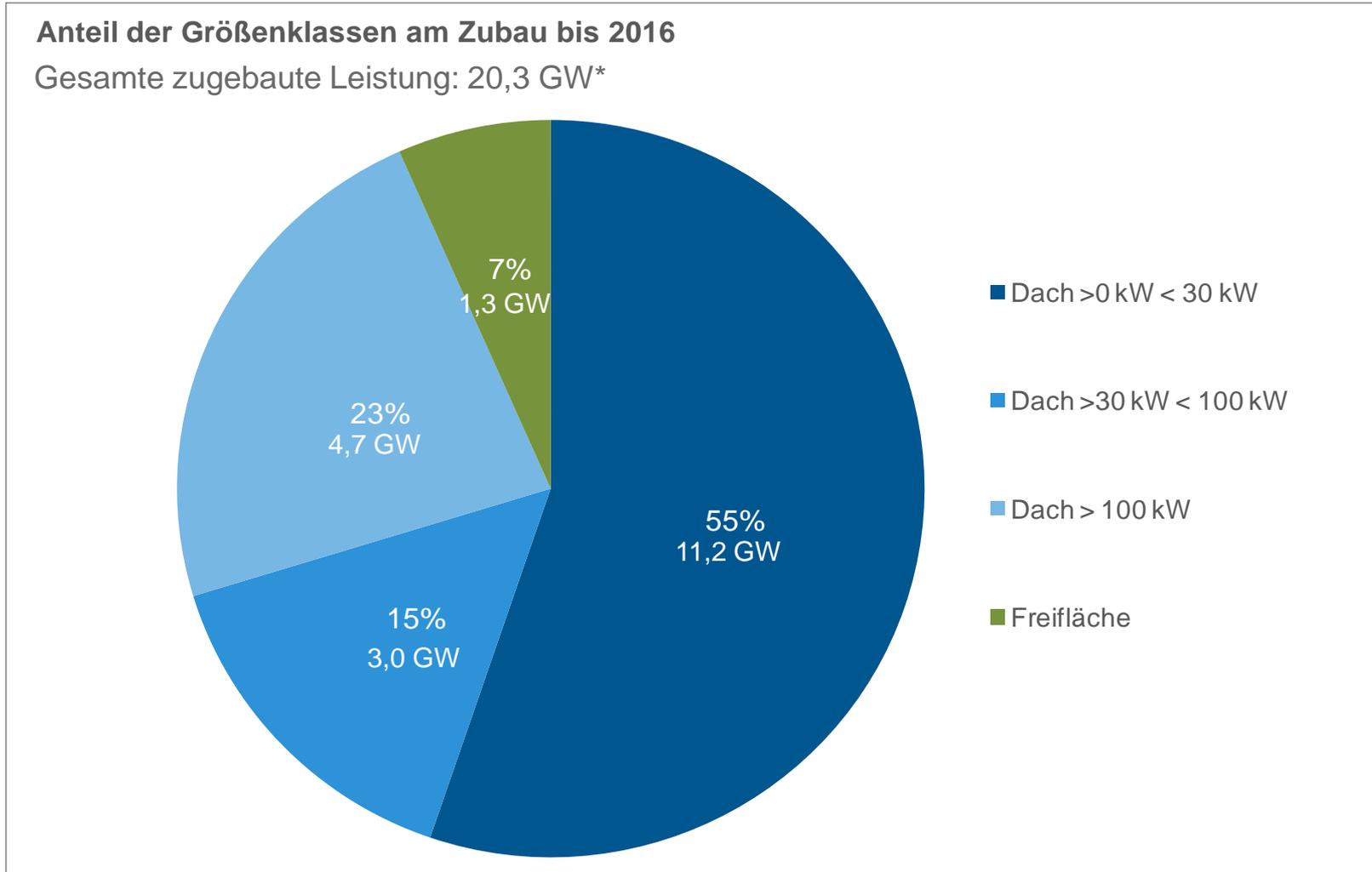
\* Der Eigenverbrauch dieser Kundengruppen ist umsatzsteuerpflichtig

- Einfamilienhäuser mit **kleinen Dachanlagen** in der Größe von 3-5 kW<sub>p</sub> erzielen bei einem Eigenverbrauch von etwa 50 % eine nominale Projektrendite von über 6 % wenn sie eine zusätzliche Vergütung von 15 Cent/kWh für den Überschussstrom erhalten.
- Dachanlagen, die sich hinsichtlich der Größe **nicht** am Eigenverbrauch des Verbrauchers orientieren, erzielen deutlich niedrigere Rendite.
- Der Trend hin zu möglichst großen Anlagen im Dachsegment mit hohen Netzeinspeisungen wird gebremst.
- **Hohe Eigenverbrauchswerte** im Dachsegment führen zu überdurchschnittlichen Projektrenditen.
- Dies führt dazu, dass Anlagengrößen sich generell am gekoppelten Stromverbrauch orientieren und erhebliche Überschusseinspeisungen somit vermieden werden könnten.
- Je höher die Rendite des Anlagenbetreibers durch hohen Eigenverbrauch desto geringer die Belastung für die EEG-Umlage und das Netz durch vermiedene Einspeisung
- **Freiflächenanlagen** haben im Vergleich zu Dachanlagen eine geringere Rendite. Über intelligente Anlagenkonzepte, die beispielsweise zusätzliche Erträge aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beziehen könne jedoch Zusatzeinnahmen generiert werden.
- Dies gilt im Allgemeinen für alle Großanlagen die auf höheren Netzebenen einspeisen, auf denen technische Systemdienstleistungen (Blindleistungslieferung, Regelleistung, etc.) erbracht werden.

- Der Photovoltaik-Zubau orientiert sich am Trendszenario der Übertragungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2016 mit knapp 4.100 MW Zubau pro Jahr.
- Der Zubau orientiert sich an der Verteilung der Anlagenrenditen. Er ist auf der folgenden Folie zusammengefasst.
- Freiflächenanlagen haben im Zubau einen aufgrund der niedrigeren zu erwartenden Rendite im Vergleich zu Dachanlagen einen unterdurchschnittlichen Anteil von 7% im Vergleich zum Bestand (12,5 %)
- Der Erzeugung der Photovoltaik-Anlagen, die direkt am Standort verbraucht wird, wird dem nicht-privilegierten Letztverbrauch abgezogen.
- Der sich daraus ergebende steigende EEG-Umlage wird dem Zubau an Photovoltaik angerechnet.
- Die einheitliche Vergütung für PV-Anlagen sinkt ab der Mitte des Jahres 2012 um 0,5% monatlich. Daraus ergeben sich folgende Vergütungssätze:

Angaben in Cent/kWh, nominal	2012	2013	2014	2015	2016
∅ Vergütungssatz <30 kW bei monatlich 0,5 % Degression	0,148	0,140	0,131	0,124	0,116
∅ Vergütungssatz >30 kW bei monatlich 0,5 % Degression	0,148	0,140	0,131	0,124	0,116

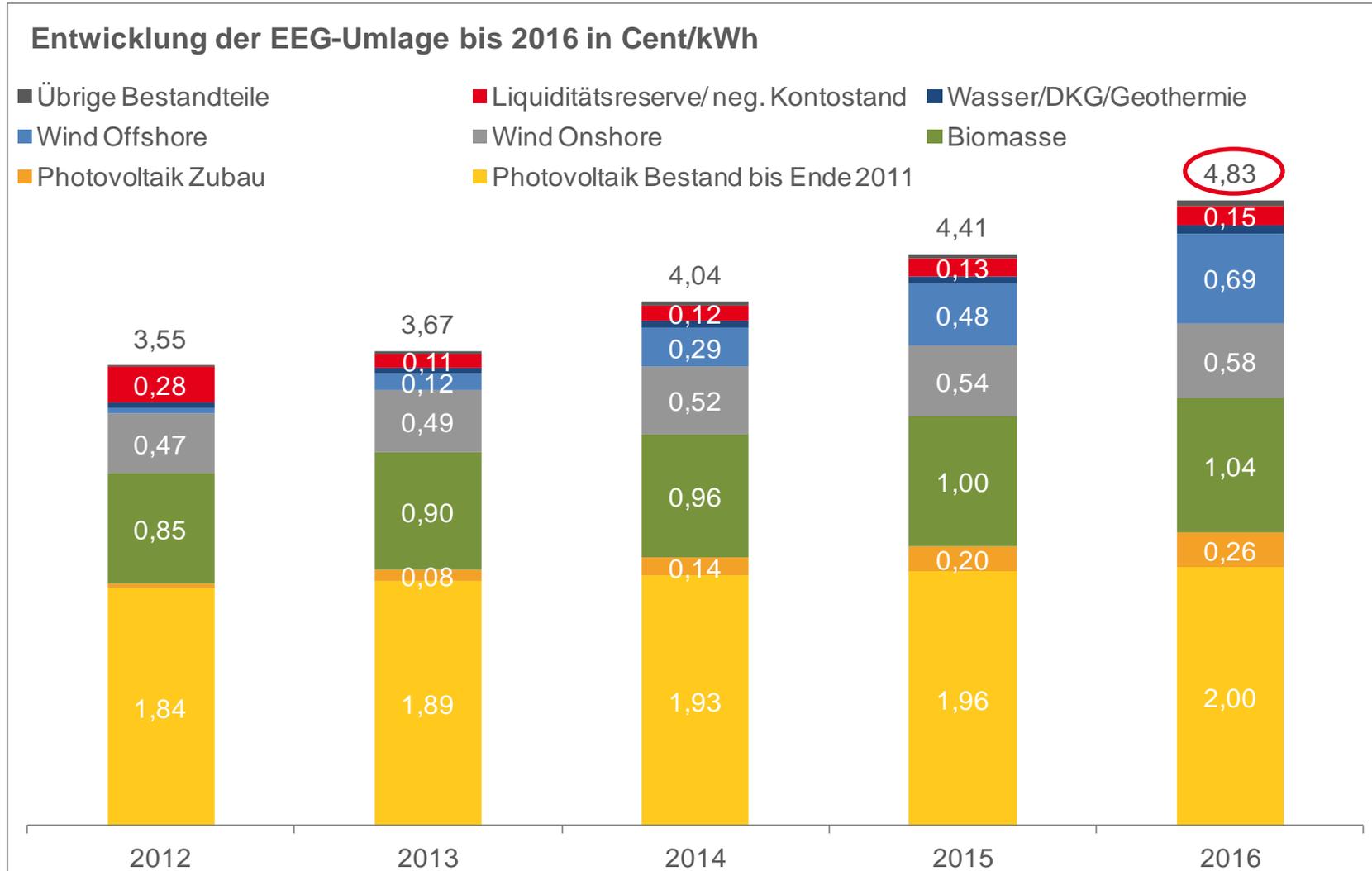
## Verteilung der Größenklassen am Zubau



\* Kein Zubau bei Dachanlagen > 1 MW unterstellt, da Eigenverbrauch in der Größenordnung nur selten möglich. Somit ist keine ausreichende Rendite zu erzielen.

# Bei einem einheitlichen Vergütungssatz von 15 Cent/kWh ab 2012 halbiert sich die PV-bedingte Umlageerhöhung

Ausbaupfad entspricht dem Trendszenario, monatliche Degression 0,5%



- 01 Vorwort der Firma Belectric
- 02 Aufgabenstellung und Vorgehensweise
- 03 Benchmark Trendszenario der ÜNB
- 04 Das aktuelle EEG
- 05 Der Ministervorschlag vom 23. Februar 2012
- 06 Konzept der Belectric zur einheitlichen Vergütung und EEG-Umlage
- 07 **Fazit**

## Einheitliche Vergütungen für alle PV-Segmente führen zu:

- Einer **Halbierung der EEG-Umlageerhöhung** bezogen auf den PV-Zubau im Trendszenario der ÜNB führt zur Entlastung der Verbraucher. Trotz des zusätzlich sinkenden nicht-privilegierten Letztverbrauchs erfolgt eine hohe Entlastung der Umlage durch steigende Eigenverbrauchsanteile.
- Einer **Vereinfachung des EEG** durch einheitlichen Vergütungssatz von 15 Cent/kWh.
- Der Senkung der Investorenrendite auf ein im Vergleich zu anderen Investitionen ähnliches Niveau.
- Einer **effektiven Reduktion und Lenkung des PV-Zubaus** auf ein energiewirtschaftlich sinnvolles Volumen und gleichzeitiger Vermeidung übergroßer Dachanlagen ohne Verbrauch. Die Errichtung von Gebäuden zur alleinigen Montage von Solarmodulen, sogenannten Solargebäuden, wird ebenfalls vermieden.
- Verstärkter **Eigenverbrauchsoptimierung** bei Dachanlagen während der Anlagenplanung und Stärkung der verbrauchsnahe, dezentralen Stromerzeugung.
- Geringeren Renditen bei Freiflächen als bei Dachanlagen mit Eigenverbrauch. Es besteht jedoch die Möglichkeit für Freiflächen **Zusatzerlöse über Netzdienstleistungen** wie die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung zu generieren.

**Einheitliche Vergütungen führen zudem dazu, dass alle PV-Segmente im Rahmen der gesteckten Ausbauziele wirtschaftlich attraktiv bleiben und einen energiewirtschaftlichen Beitrag leisten.**

- **Freiflächen** liefern regional notwendigen Netzservice und technische Systemdienstleistungen wie Spannungsstabilisierung durch Wechselrichter im Stromnetz und vermeiden damit regional zusätzlichen Netzausbau und die Vorhaltung weiterer thermischer Kraftwerke für diesen Service.
- **Freiflächen** können somit zur Entlastung der Netzentgelte für die Verbraucher beitragen.
- **Dachanlagen** lösen durch die Optimierung der Anlagengröße auf den jeweiligen Stromverbrauch eine geringere Netzbelastung im Verteilnetz aus und erzeugen verbrauchsnahe Strom.
- **Dachanlagen** bieten zudem durch ihren engen räumlichen Bezug die Chance der Integration des Wärmesektors in die Eigenverbrauchsnutzung. Sie können perspektivisch somit die Nutzung fossiler Brennstoffe verringern.



## Frank Peter

Senior Projektleiter Energiewirtschaft

---

prognos | Goethestr. 85 | D-10623 Berlin

---

Tel: +49 30 520059-237

E-Mail: [frank.peter@prognos.com](mailto:frank.peter@prognos.com)

## Leonard Krampe

Berater Energiewirtschaft

---

prognos | Goethestr. 85 | D-10623 Berlin

---

Tel: +49 30 520059-270

E-Mail: [leonard.krampe@prognos.com](mailto:leonard.krampe@prognos.com)