
ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNG DER BESTANDSANLAGEN ÜBER 2018 HINAUS

Graz, 14. Februar 2014



Agenda

I. Motivation & Fragestellung

II. Methodik & Annahmen

III. Kalibrierung & Plausibilisierung

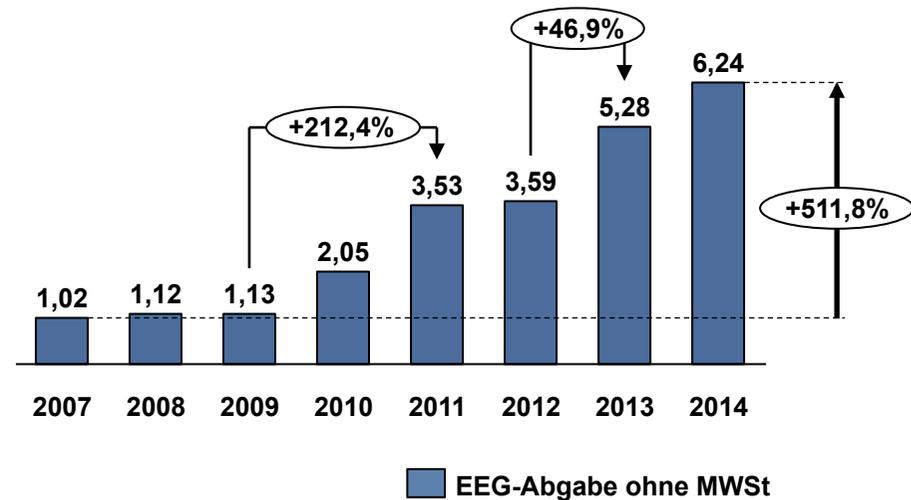
IV. Ergebnisse

V. Schlussfolgerung

Energiewende – Kosten ohne Ende?

Motivation

- Über 500% Steigerung der EEG-Umlage seit 2007 – wie geht es weiter?
 - Vorhersagen nur bis 2018
 - Rückhalt in der Bevölkerung droht aufgrund immer weiter steigender Endkundenpreise verloren zu gehen
- Industrie braucht Planungsgrundlage für langfristige Investitionen
 - Verfahren der EU-Kommission gegen Deutschland



Nur eine bezahlbare Energiewende wird Nachahmer in der Welt finden

Source: BDEW, Fraunhofer ISI Analyse

Bereits heute bestehende Anlagen beeinflussen zukünftige Kosten

Fragestellung

- Zukünftige Kosten abhängig von:
 - Entwicklung Zubau & zukünftige Vergütung
 - Wahl der Vermarktungsoptionen (Direktvermarktung & Grünstrom)
 - Strompreisentwicklung
 - Entwicklung nicht-privilegierter Letztverbrauch & Industrieausnahmen & Selbsterzeugung
- **Aber insbesondere von den schon heute bestehenden Anlagen, aufgrund der 20 jährigen Zahlungsgarantie**



Wie entwickeln sich die EEG-Zahlungen für die bereits heute bestehenden Bestandsanlagen¹ über 2018 hinaus

Note: 1) Bestandsanlagen zum 31.12.2012

Agenda

I. Motivation & Fragestellung

II. Methodik & Annahmen

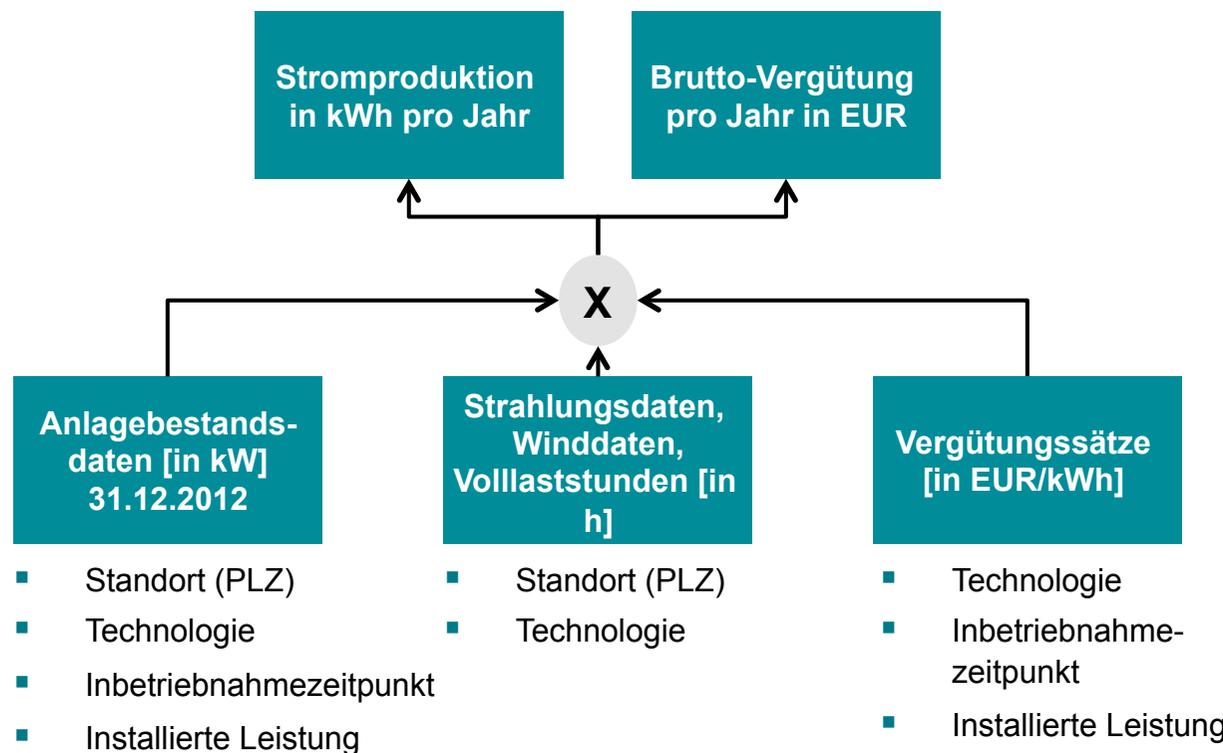
III. Kalibrierung & Plausibilisierung

IV. Ergebnisse

V. Schlussfolgerung

Bottom-up werden die Stromproduktion und die Vergütung berechnet

Methodik



Ergebnis

- Keine Unterscheidung nach Vermarktungsoptionen
 - Keine Berücksichtigung der Managementprämien, der Repowering-Boni, & der Systemdienstleistungsprämien
- ▼
- Ergebnis entspricht Einspeisung zu 100% zu EEG-Vergütung (Bruttovergütung)
 - Vermarktungskosten müssen a posteriori berechnet werden

Quelle: Informationsplattform der dt. Netzbetreiber,

Unvollständige Bestandsdaten machen Annahmen / Vereinfachung notwendig

Übersicht Annahmen

Technologie	Annahmen
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einheitlicher Vergütungssatz, da keine Rückschlüsse auf Boni möglich, die mehr als 50% der Vergütung ausmachen
Wind Onshore	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berechnung Wechselzeitpunkt (Anfang- /Endvergütung) basiert auf angenommener Referenzanlage ▪ Volllaststunden basierend auf Windgeschwindigkeit auf PLZ-Ebene hergeleitet ▪ Keine Angaben zur Turmhöhe, daher Windgeschwindigkeiten auf 90m Höhe ▪ Keine Angaben zum Repowering & Fernsteuerbarkeit
Wind Offshore	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betreiber wählen alle Stauchungsmodell, 19 ct/kWh für 8 Jahre, anstatt 15 ct/kWh für 12 Jahre als Anfangsvergütung
Solar	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterscheidung Frei- bzw. Dachfläche nach Leistung: 10.000 kW ▪ 2% Eigenverbrauch für Dachanlagen mit Baujahr ab 2009 ▪ Jährlicher Leistungsabfall von 0,3% ▪ Herleitung Volllaststunden auf GHI-Basis nach PLZ
Inbetriebnahme 2012	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berechnung der Stromproduktion & Vergütung pro-rata (bei Inbetriebnahme im November 1/6 des Jahresertrag)

Agenda

I. Motivation & Fragestellung

II. Methodik & Annahmen

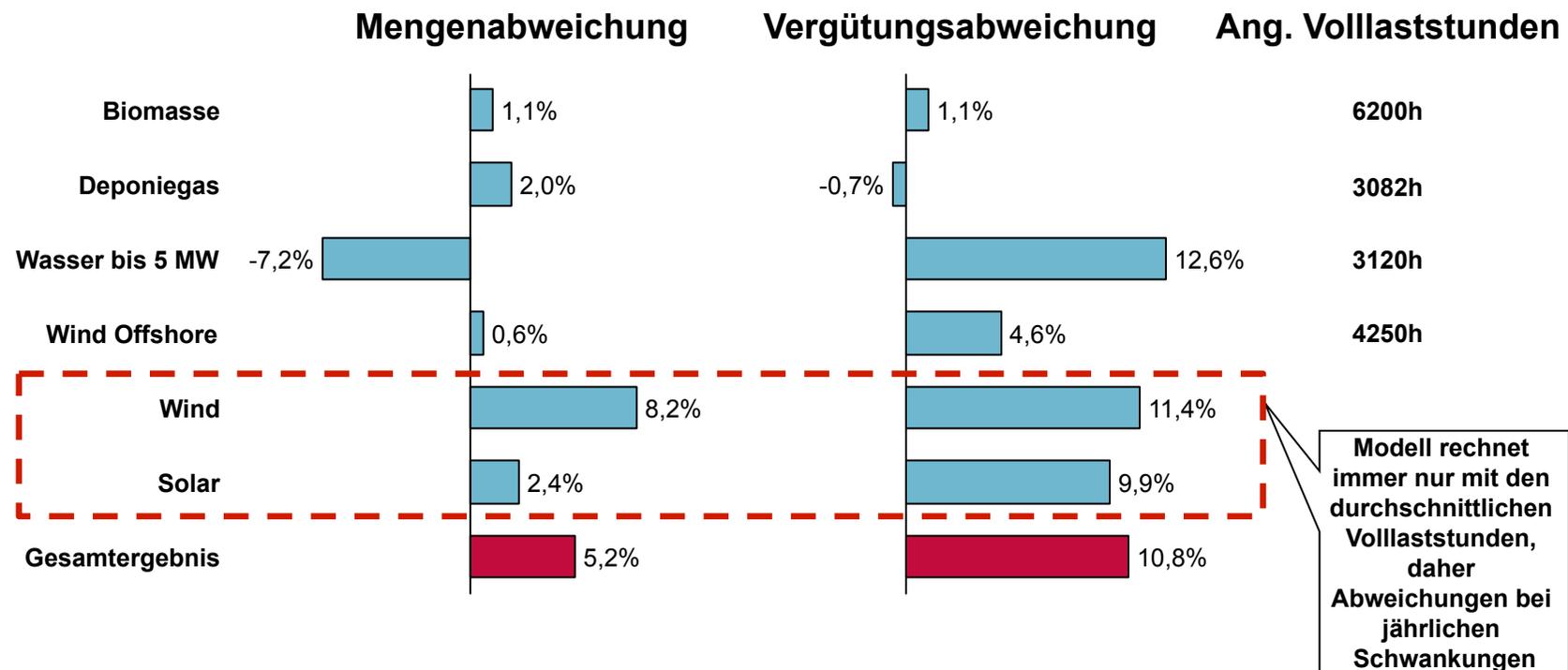
III. Kalibrierung & Plausibilisierung

IV. Ergebnisse

V. Schlussfolgerung

Modell erzielt gute Ergebnisse bei der Prognose 2012, insbesondere bei der Menge

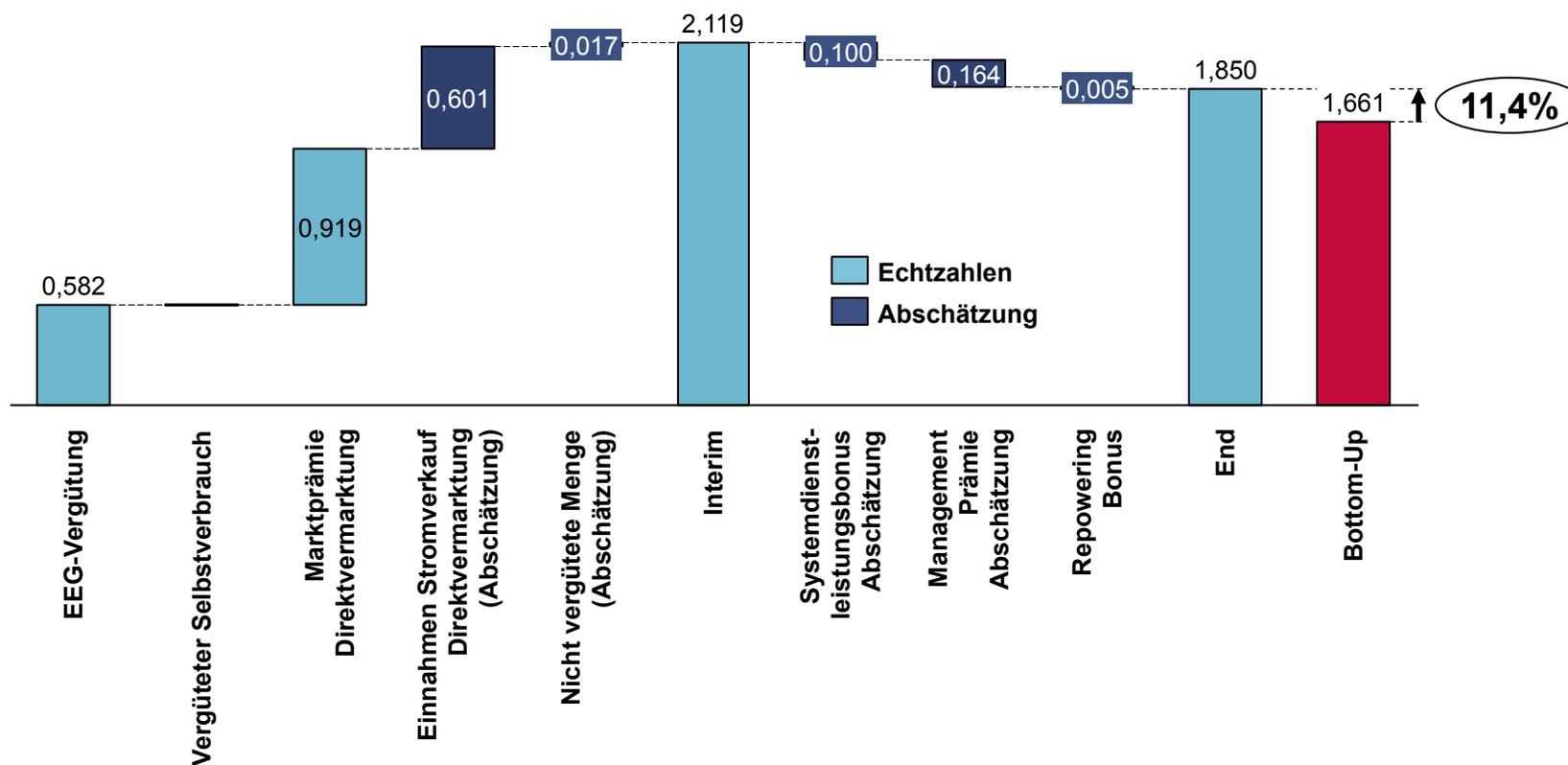
Abweichung 2012 für 50Hertz
In % Modell vs. Realität



Quelle: EEG Anlagestammdaten 2012, Fraunhofer ISI Analyse

Die Herleitung der Vergütungszahlung basiert auch teilweise auf Abschätzungen

Vergleich Vergütung EEG-2012 Wind-Onshore 50Hertz In Mrd EUR



Quelle: EEG Jahresabrechnung, Fraunhofer ISI Analyse

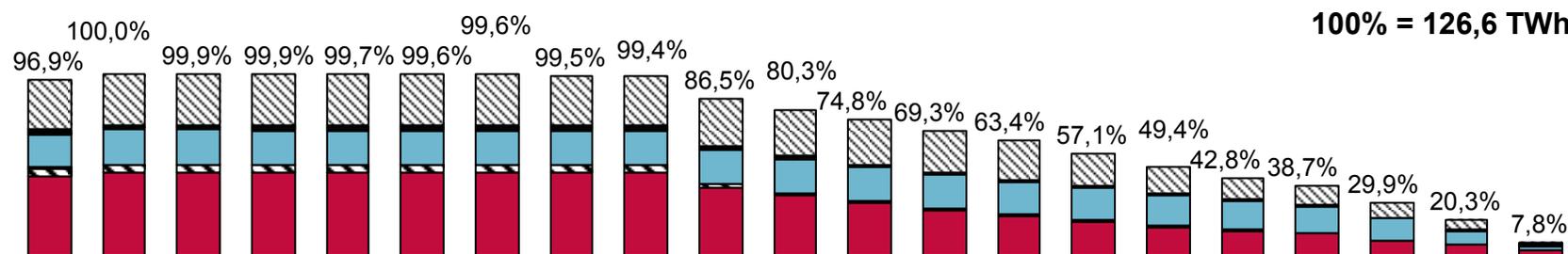
Agenda

- I. Motivation & Fragestellung
- II. Methodik & Annahmen
- III. Kalibrierung & Plausibilisierung
- IV. Ergebnisse
- V. Schlussfolgerung

Erst nach 2020 fällt die Vergütung der Bestandsanlage merklich

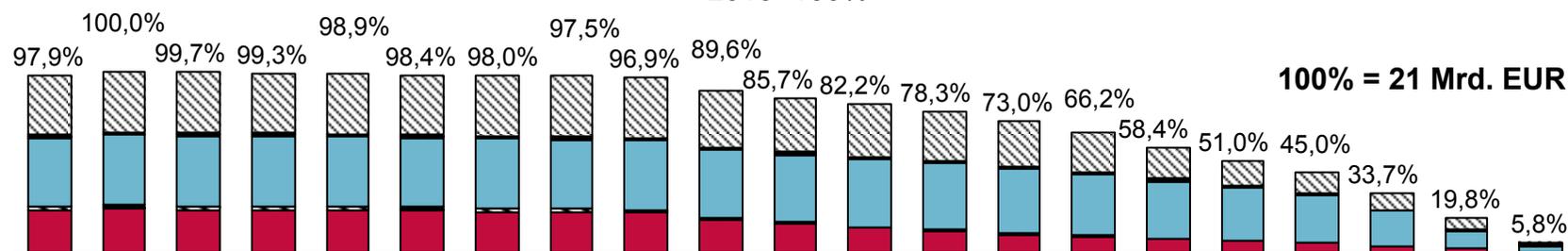
Stromproduktion in Relation zu 2013

2013 = 100%



EEG-Brutto-Vergütung in Relation zu 2013

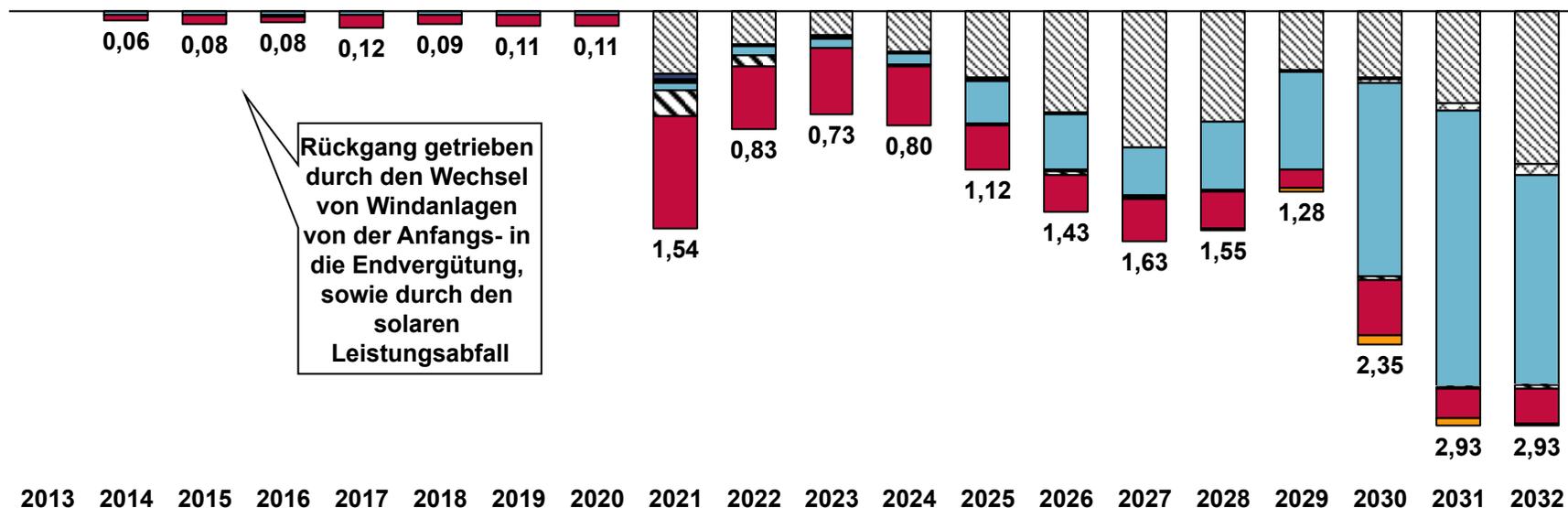
2013 = 100%



Quelle: EEG Anlagestammdaten 2012, Fraunhofer ISI Analyse

Der Rückgang spiegelt versetzt den Zubau wider – sinkender Windsatz kaum relevant

Jährlicher Rückgang der EEG-Brutto-Vergütung nach Technologie
In Mrd. EUR



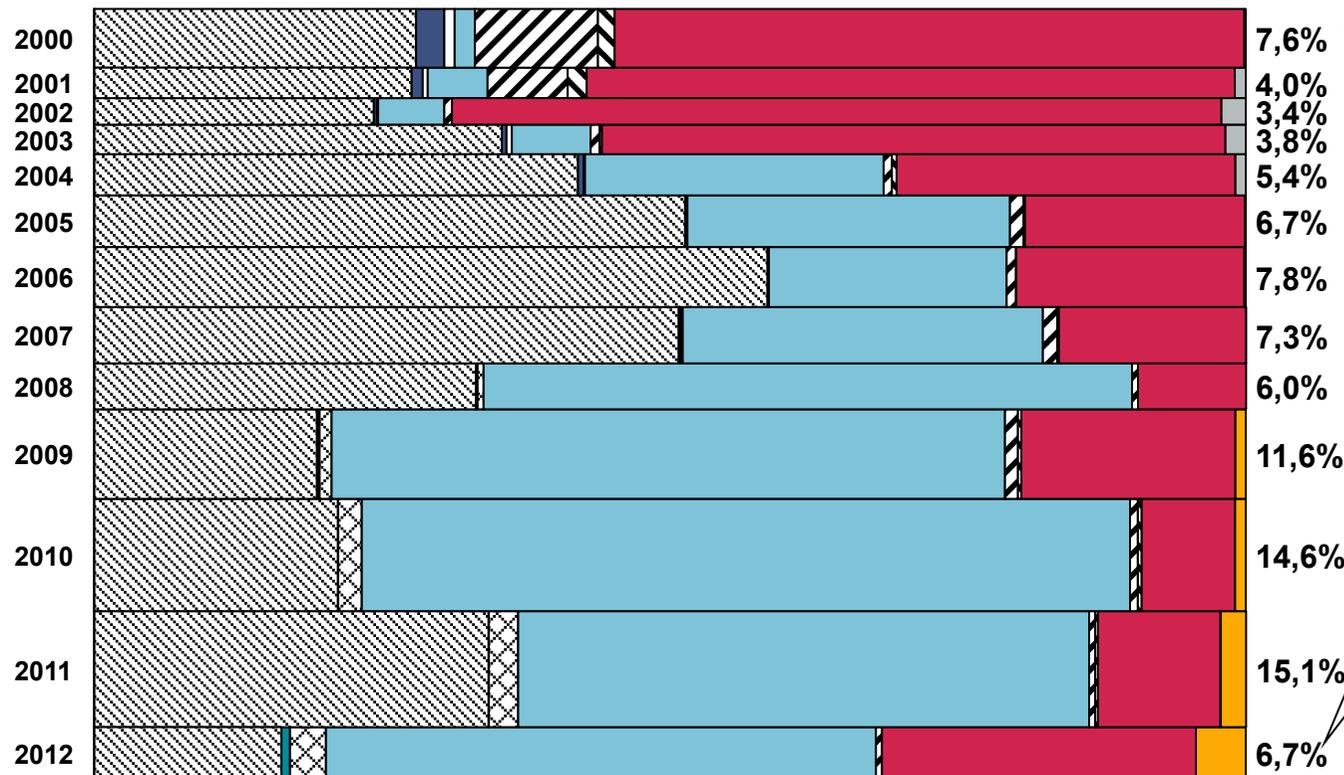
Rückgang getrieben durch den Wechsel von Windanlagen von der Anfangs- in die Endvergütung, sowie durch den solaren Leistungsabfall

- Biomasse
- Geothermie
- Klärgas
- Solar Gebäude
- Wasser bis 5 MW
- Wind Offshore
- Deponiegas
- Grubengas
- Solar Freifläche
- Wasser ab 5 MW
- Wind

Quelle: EEG Anlagestammdaten 2012, Fraunhofer ISI Analyse

Detaillierte Betrachtung der Vergütungsstruktur 2013 zeigt die Relevanz von Solar

Brutto-EEG-Vergütung 2013 nach Förderstartjahr & Technologie in %



Σ: 21 Mrd. EUR

Beim Zubau 2012 konnte die Aufwärtsspirale gestoppt werden – doch weiterhin sehr teuer

- Biomasse
- Geothermie
- Solar Freifläche
- Wasser bis 5 MW
- Wind
- Wind Offshore
- Deponiegas
- Klärgas
- Solar Gebäude
- Wasser ab 5 MW
- Grubengas

Quelle: EEG Anlagestammdaten 2012, Fraunhofer ISI Analyse

Agenda

- I. Motivation & Fragestellung
- II. Methodik & Annahmen
- III. Kalibrierung & Plausibilisierung
- IV. Ergebnisse
- V. Schlussfolgerung

Vor 2021 sind die Kostentlastungen minimal, daher Fokus auf kostengünstigen Zubau

Schlussfolgerung

- Bis 2020 werden die Brutto-Vergütungszahlungen für die Bestandsanlagen nur um 3% zurückgehen
- 2021 sinkt die Zahlung um 1,54 Mrd. EUR, in den Folgejahren bis 2025 jedoch um weniger als 1 Mrd. EUR
- Zubau von 2009 bis 2011 ist für 42% der Zahlungen verantwortlich und damit hauptverantwortlich für die Kostenexplosion in den letzten Jahren
- 2012 konnte die zusätzliche Zahlung auf das Niveau vom Jahr 2005 gesenkt werden



Kostentlastung durch Bestandsanlage vor 2021 minimal, daher muss Kostenbremse beim zukünftigen Zubau Kosten bis 2020 im Rahmen halten – erst danach ist mit Entlastungen zu rechnen – vorausgesetzt der Zubau ist billiger als die herausfallenden Anlagen

BACKUP

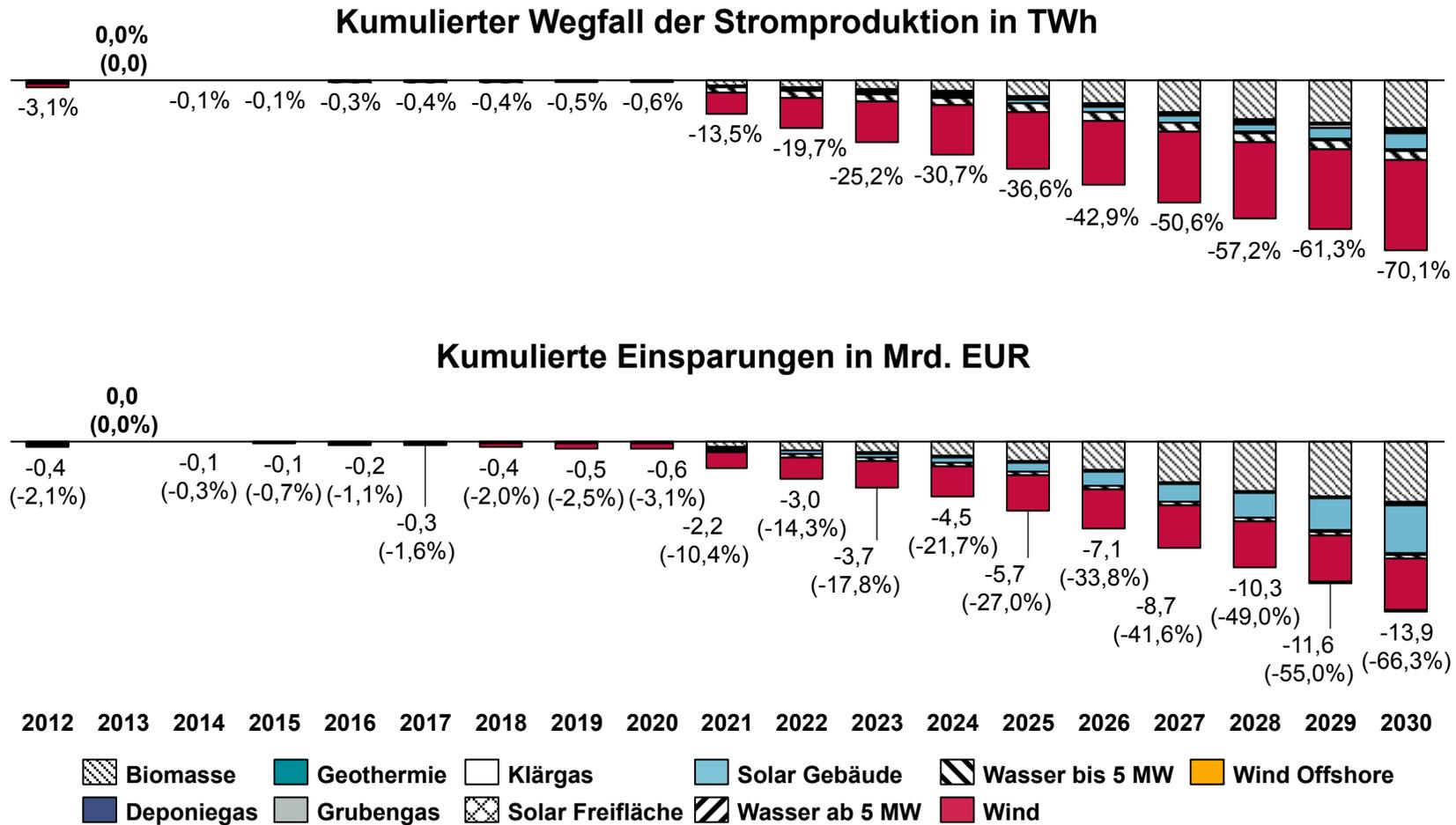
Annahmen für Berechnung bis 2032 sind angelehnt an historische Mittelwerte

Annahmen für Berechnung bis 2032

Technologie	Volllaststunden	Weitere Annahmen	Werte
Wasser bis 5 MW	4000	Leistungsabfall Solar pro Jahr	0,3%
Wasser ab 5 MW	4000	% -Anteil Eigenverbrauch Solar (nur bei Gebäude)	2%
Deponiegas	4200	Leistungsgrenze Solar Gebäude und Freifläche (in kW)	10000
Klärgas	4200	Volllaststunden Referenzanlage in 5 Jahren in h	11000
Grubengas	4200		
Biomasse	6200		
Geothermie	3500		
Wind Offshore	4250		

Keine regionale Unterscheidung

Erst ab 2021 fällt die Stromproduktion der Bestandsanlagen merklich ab



EEG-Zahlung 2013 nach Inbetriebnahmejahr

