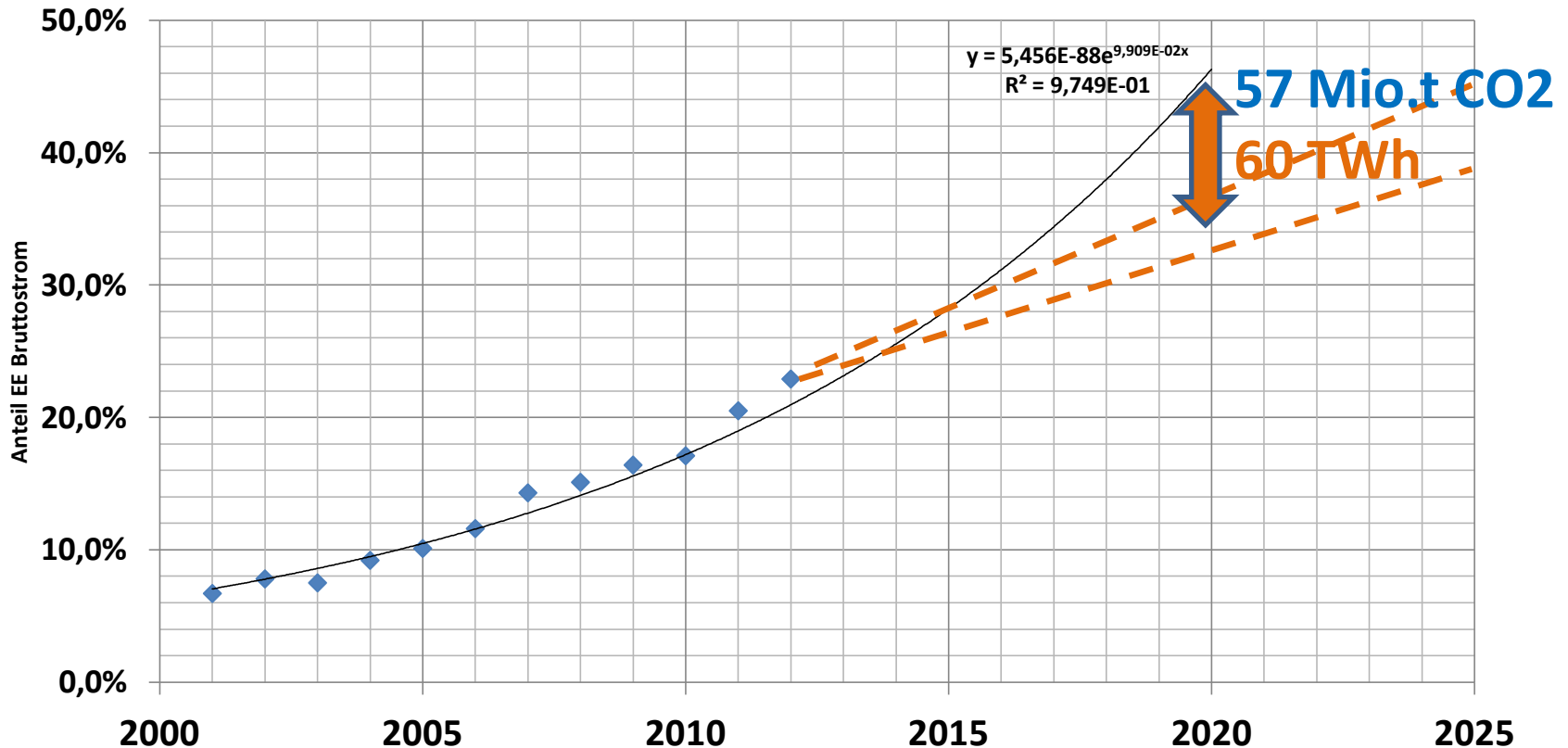


Dynamisch oder linear?

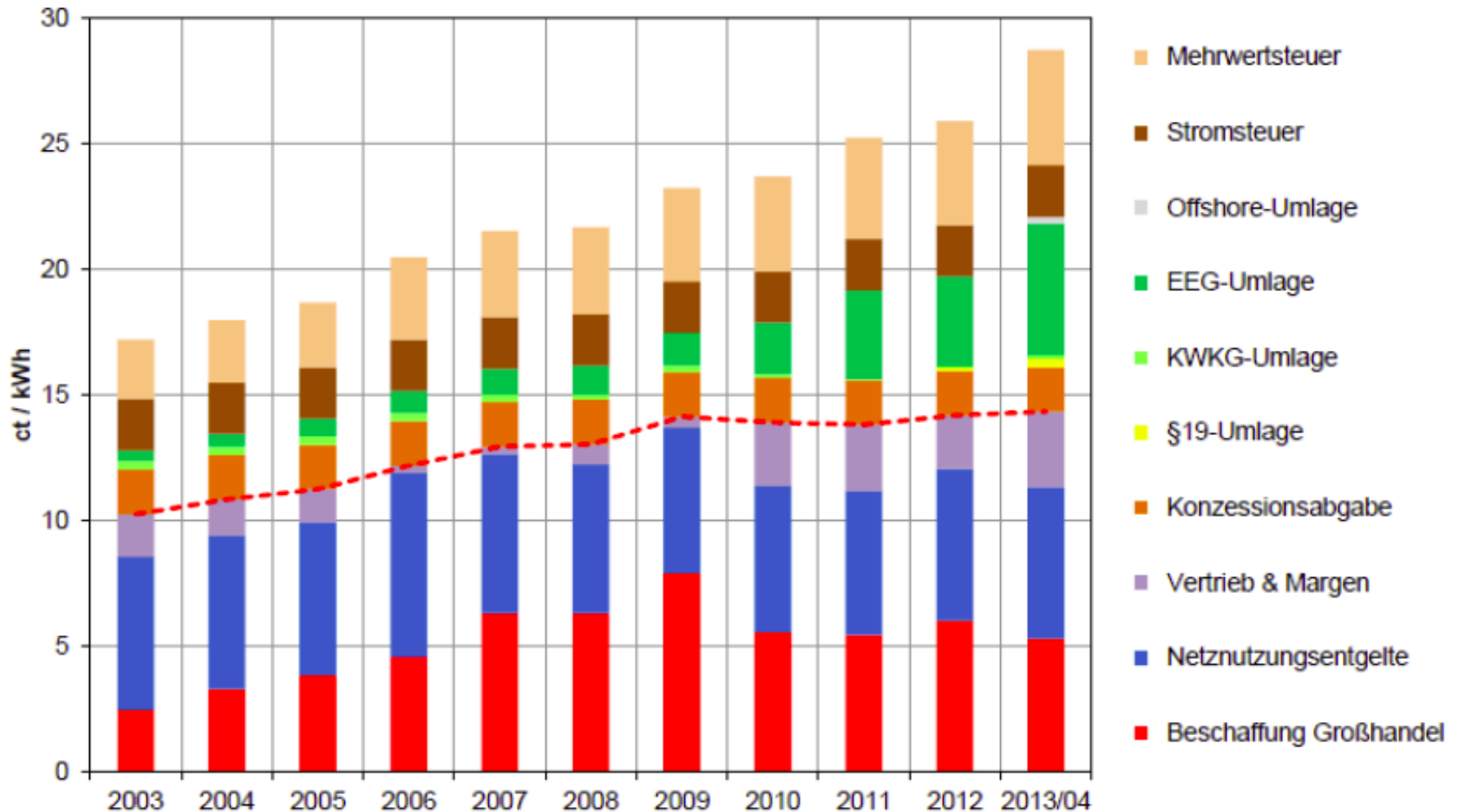
Ausbaukorridor **40 – 45%** bedeutet ein starkes Abbremsen der aktuellen dynamischen Marktentwicklung



Zwischen 2000 und 2013 erhöhte sich der Strompreis für private Haushalte mit 5,8 Ct/kWh stärker durch das Anwachsen der Angebotsseite (Beschaffung, NNE, Vertrieb und Margen) als durch die EEG-Umlage 5,1 Ct/kWh

Vielfältige Beiträge zum Strompreisanstieg

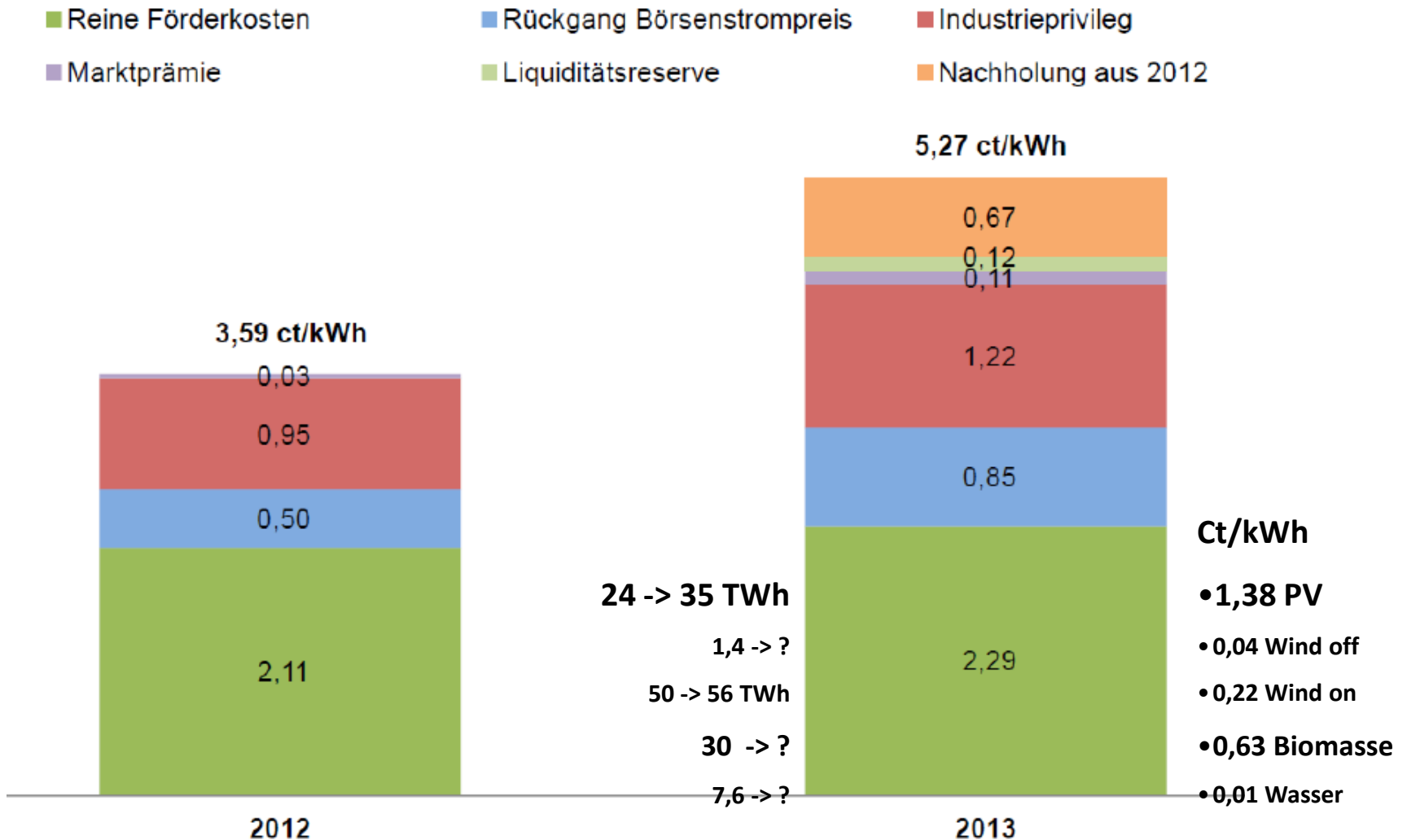
Daten von BDEW, BNetzA, Europäische Kommission, Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts



Zwischen 2000 und 2013 erhöhte sich der Strompreis für private Haushalte mit 5,8 Ct/kWh stärker durch das Anwachsen der Angebotsseite (Beschaffung, NNE, Vertrieb und Margen) als durch die EEG-Umlage 5,1 Ct/kWh

Einspeisevergütungen sind der kleinere Teil der Zeche

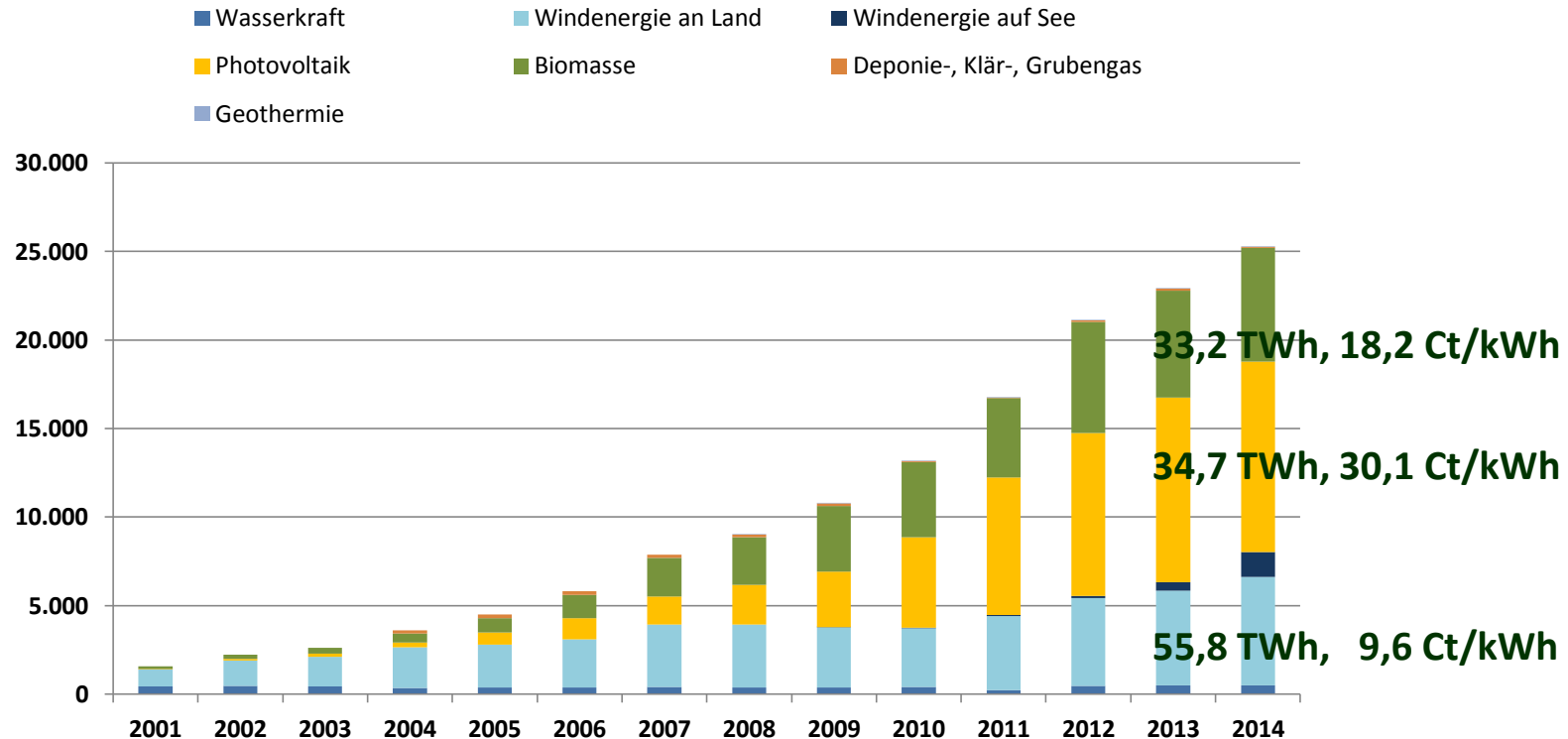
Entwicklung EEG-Umlage 2012 / 2013



PV trieb den Preis

EEG-Einspeisevergütungen in Mio. Euro

Eingespeiste EEG-Strommengen zu Durchschnittsvergütungen 2013

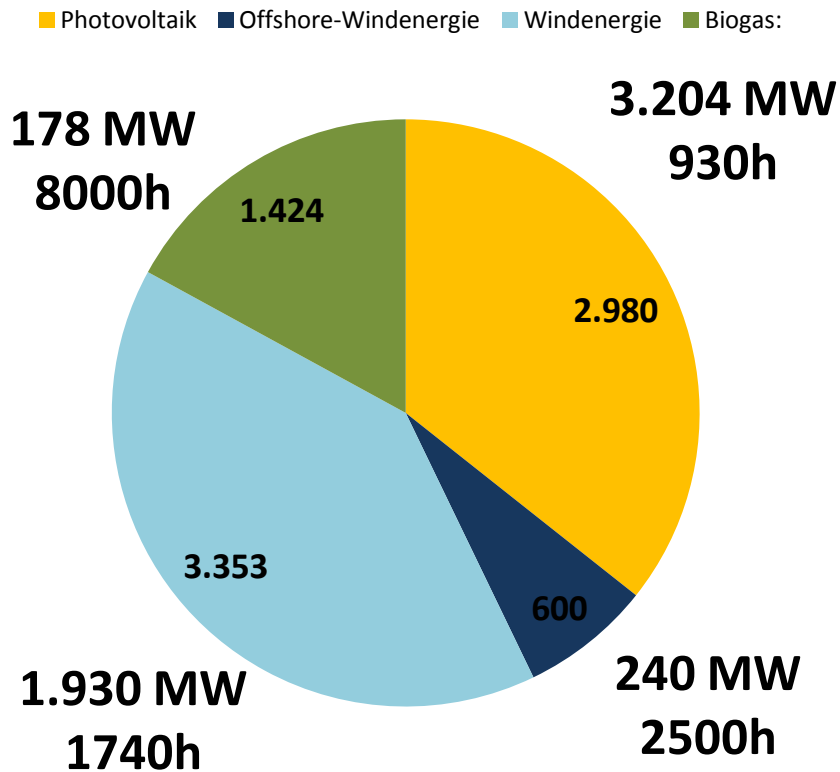


Durchschnittliche Jahresvergütungen für Wind onshore bewegen sich in dem Zeitraum zwischen 9,1 und 9,6 Ct/kWh, für Fotovoltaik nehmen sie von 51 auf 30 Ct/kWh ab und für Biomasse nahmen sie von 9,5 auf 19,1 Ct/kWh zu, um dann in 2012 und 2013 auf 18,2 Ct/kWh abzunehmen. Bei einem Kostenanteil von 45% beträgt der Energieanteil der Fotovoltaik 2013 nur 26% (34,7 TWh). Für Biostrom liegt der Kostenanteil bei fast gleicher Energiemenge lediglich bei 26%.

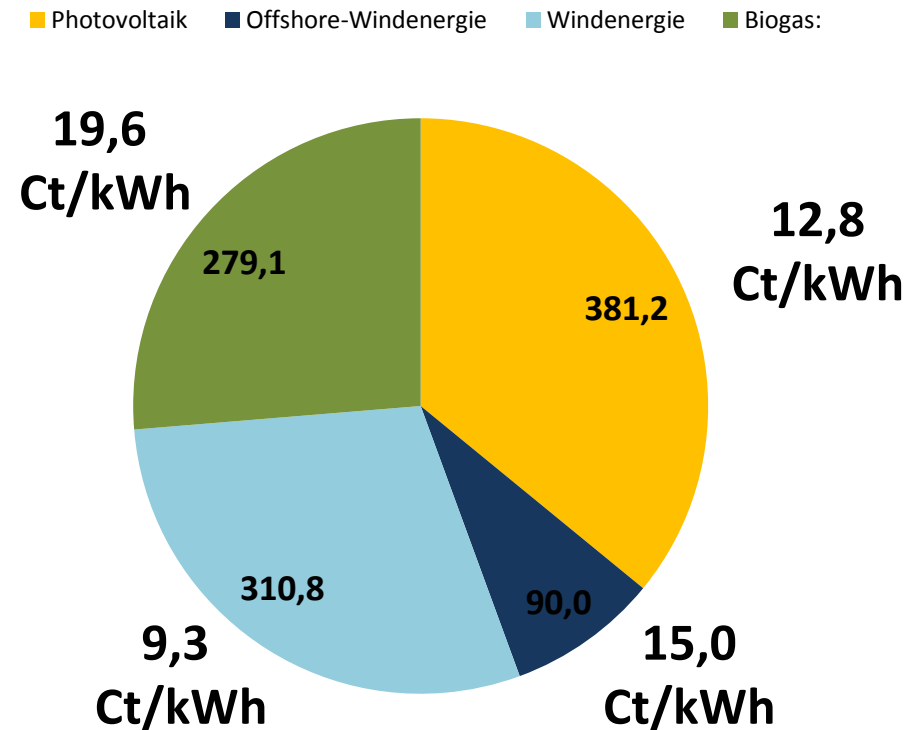
EEG 2012 hat Kostensenkung bereits erreicht

Einspeisevergütungen **Neuanlagen** 2013 (vorläufig): **12,7 (+0,6) Ct/kWh**

Mio.kWh; MW; h



Mio.€; Ct/kWh



Platz für Kohle schaffen

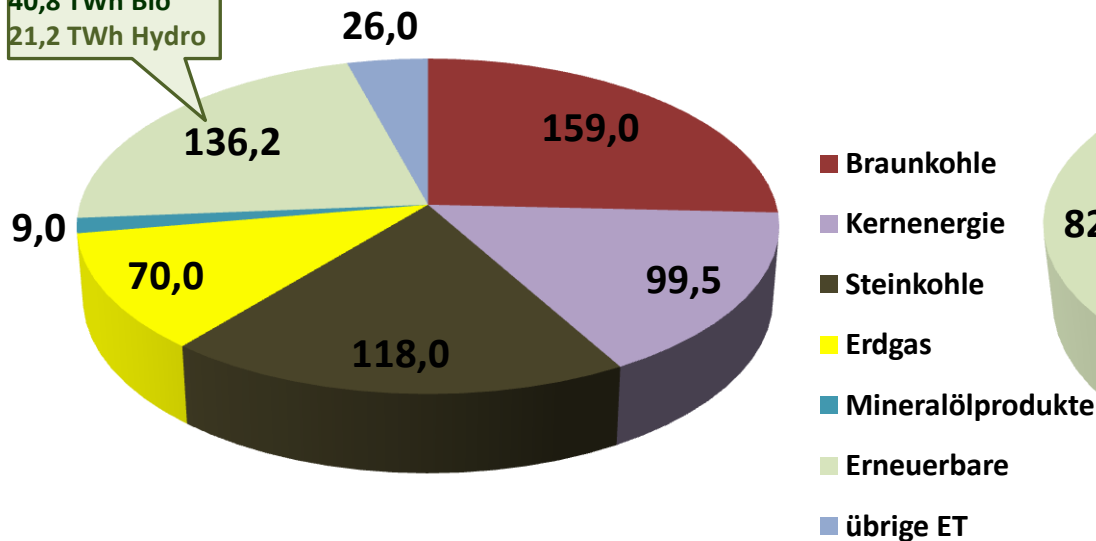
Installierte Kraftwerkskapazität 2012 (19.Dez): 168 GW

in Revision 2,0 GW, nicht sicher einsetzbar 73,9 GW (Wind, PV)

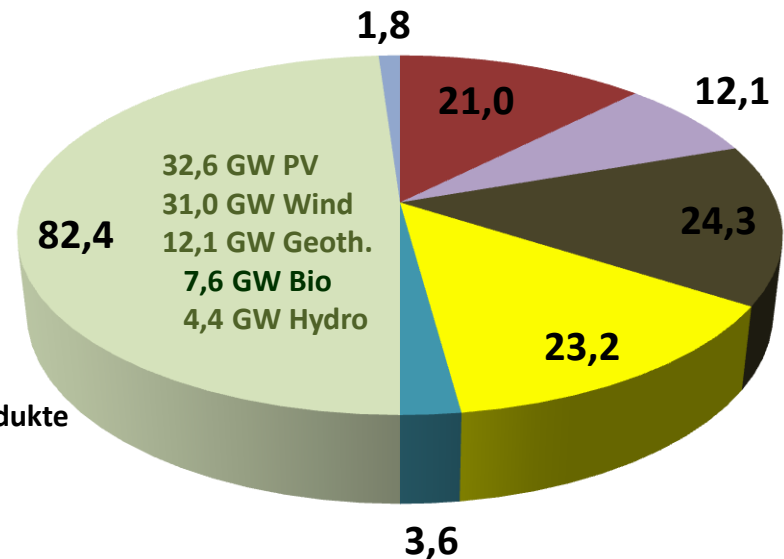
Ausfälle 6,2 GW, Reserve für SDL 4,7 GW → verfügbar 81,6 GW

28,0 TWh PV
45,3 TWh Wind
0,02 TWh Geoth.
40,8 TWh Bio
21,2 TWh Hydro

618 TWh (brutto)



168 GW

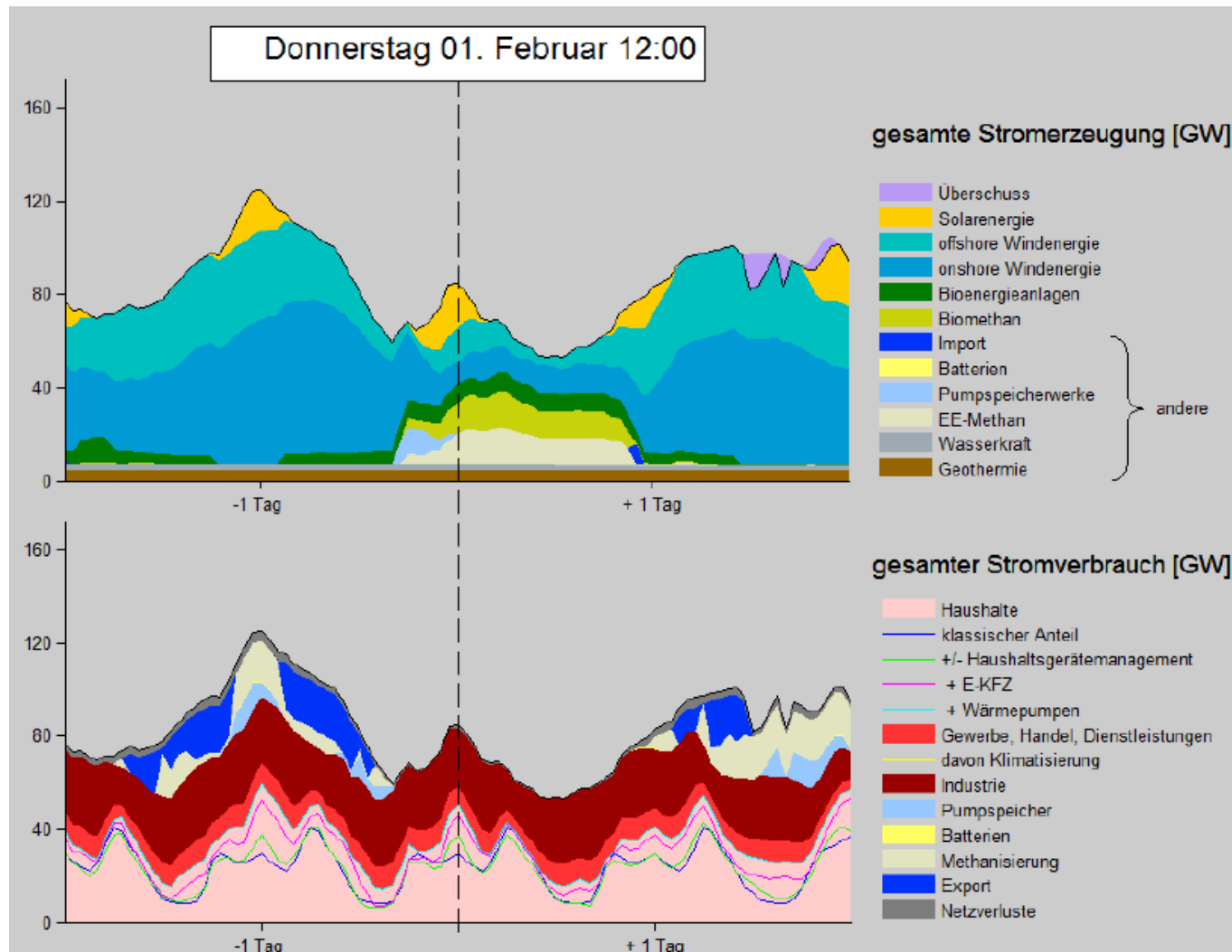


Aktuell sind 8 weitere Sk-Kraftwerke mit 11,5 GW Leistung im Bau und 3 Bk-Kraftwerke mit 2,7 GW, die 108 TWh Strom erzeugen können

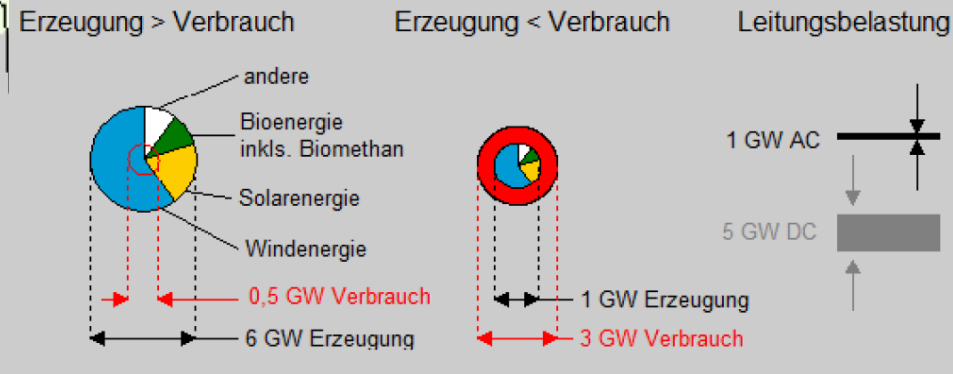
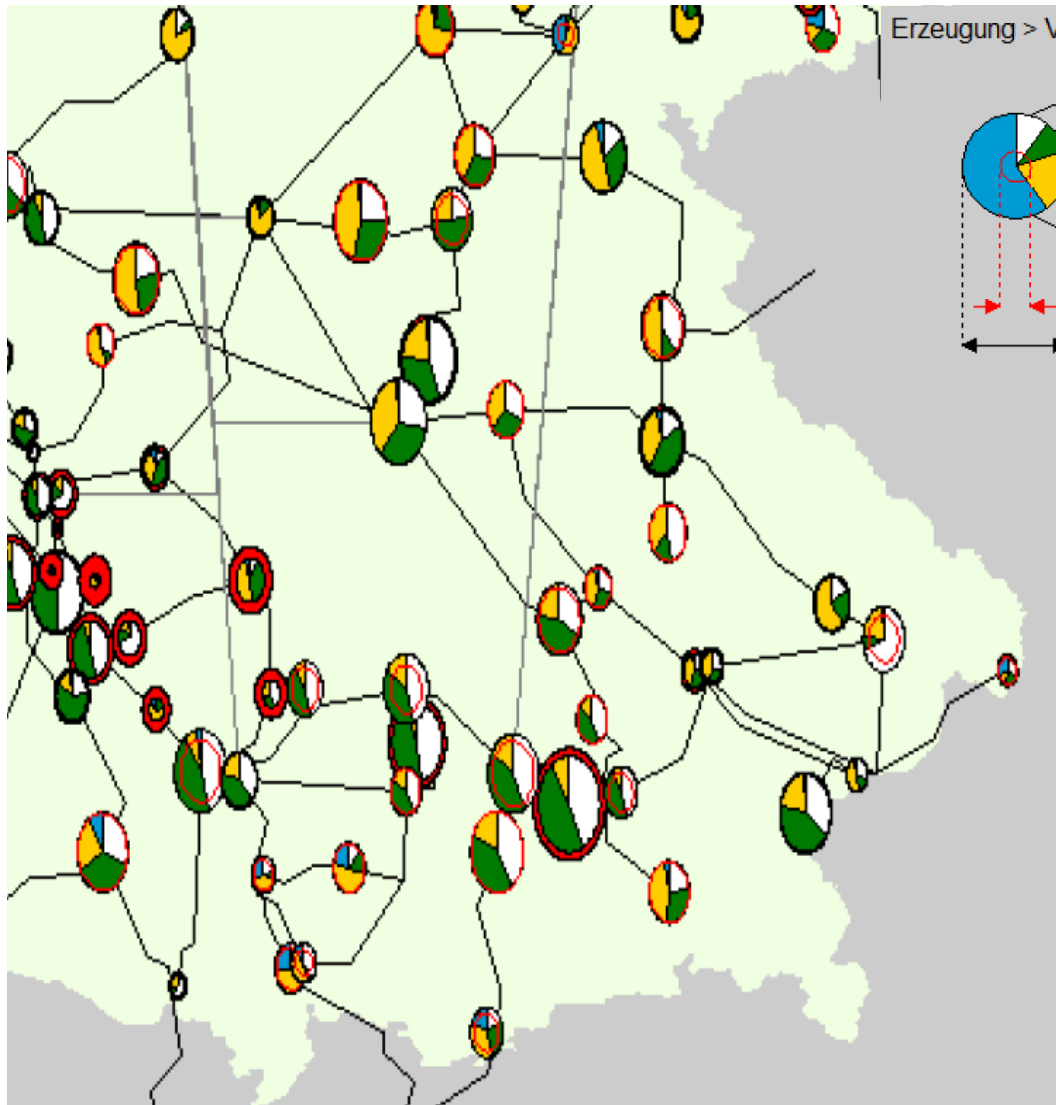
Die durchschnittlichen Einsatzzeiten der verschiedenen Kraftwerke unterscheiden sich maßgeblich: BK 7.571h, SK 4.856h, Kernenergie 8.223h, Erdgas 3.017, Mineralöl 2.500h, EE 1.653 – davon Wind 1.407h, PV 851h, Biomasse 7.059h

100% EE-Deckung des aktuellen Bedarfs ist möglich

ortsscharf (Netzknoten) und bedarfsgerecht



z.B.: Bayern konkret → 100%EE



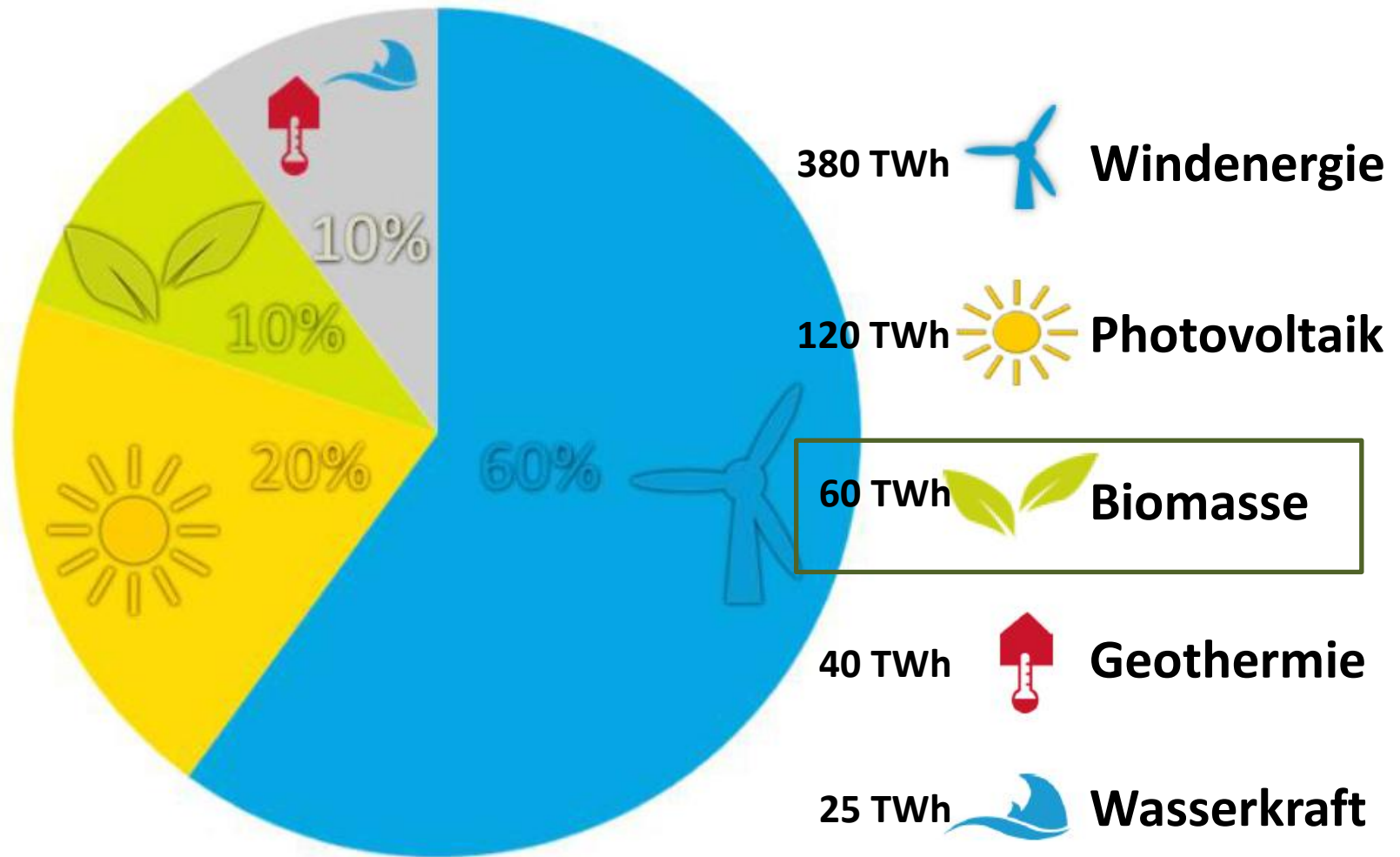
Konkret 1.Feb 12:00:

mit einer Spitzenlast in D von 80 GW, die zu 1/3 von der Industrie und zu rund 60% durch Haushalte und knapp 8% durch Gewerbe, Handel, DL benötigt wird.

Fluktuierende EE liefern dann etwa 60% der benötigten Menge zu etwa gleichen Anteilen. Biomasse und BioMethan müssen zusammen mit EE-Methan (aus Speichern) die entstehende Residuallast absichern. Für Bayern sind die Verhältnisse an den jeweiligen Netzknoten dargestellt.

EE-Energiemix zur 100% Deckung des Stromverbrauchs

setzt nur knapp 10% Bio-Strom voraus (+50% zu heute)...



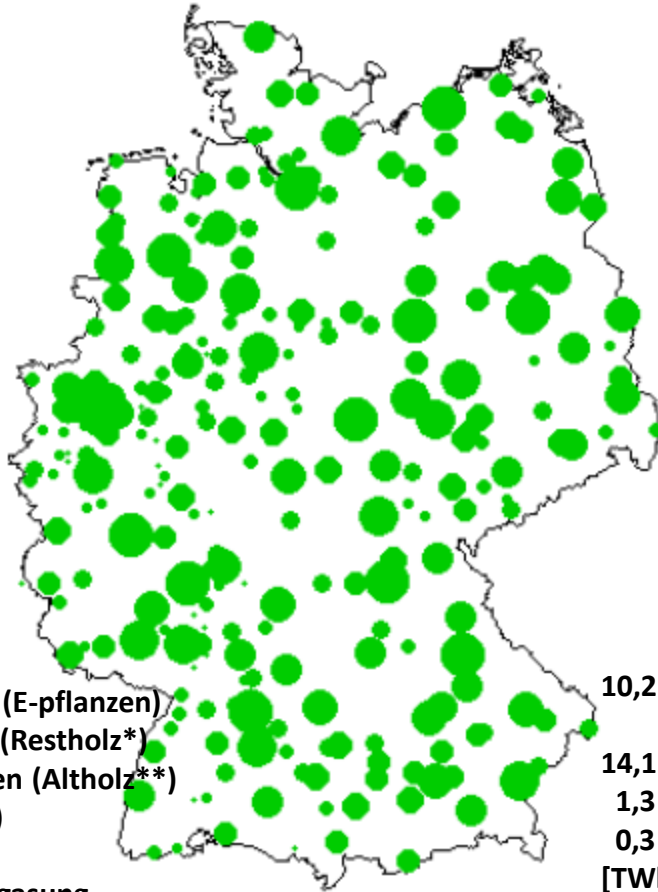
Primäre Energieerzeugung: 625 TWh 532 TWh Verbrauch

...aber eine Erhöhung der Leistung auf 42 GW (zu heute x5)

Biomasse

und

BioMethankraftwerke



17 GW, 35 TWh

BHKW feste Biomasse,
Vor-Ort-Biogas-Verstromung

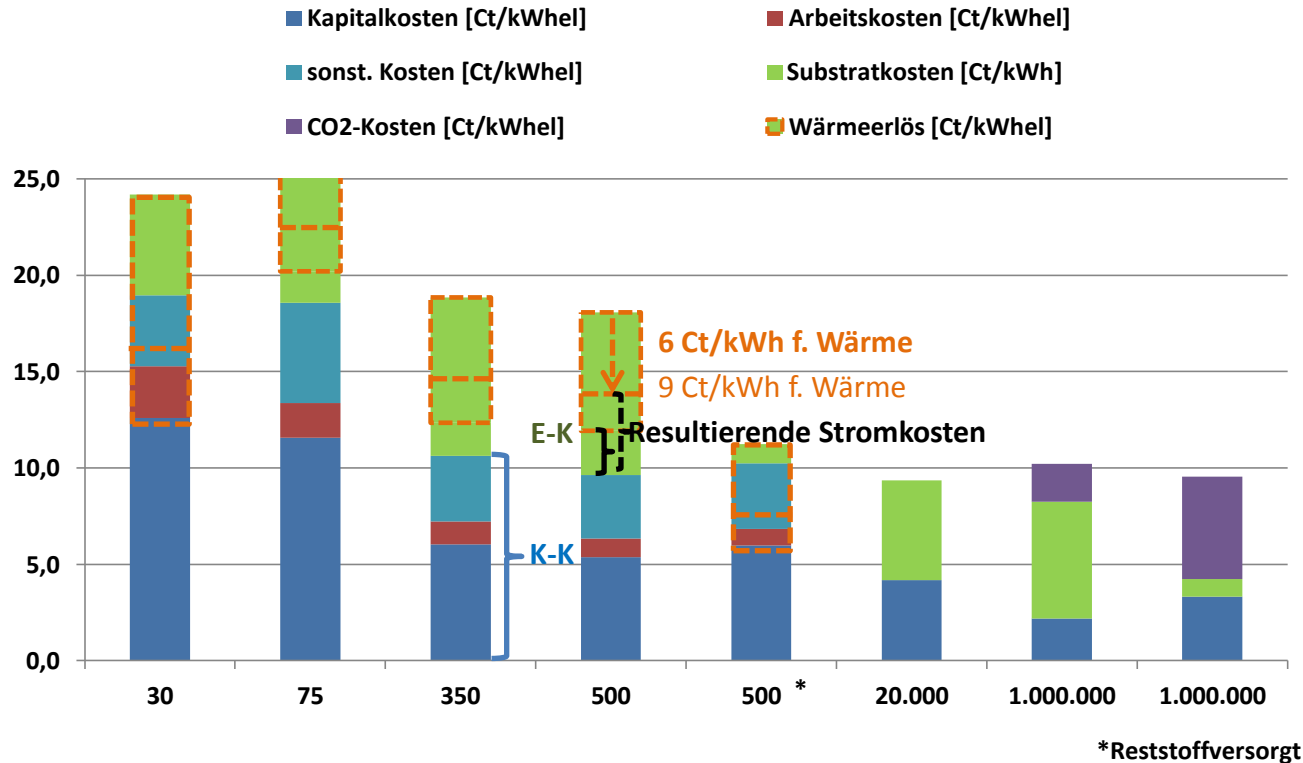
10,2 auf Wiesen/Feldern
(E-pflanzen)
14,1 in Dörfern (Gülle)
1,3 in Siedlungen (Klärgas)
0,3 Industrie (dito)
[TWhel]

18+25 GW, 45 TWh

EE-Methan (19 TWh)
BioMethan (26 TWh)

Kostenstrukturen weisen zu Lösungen

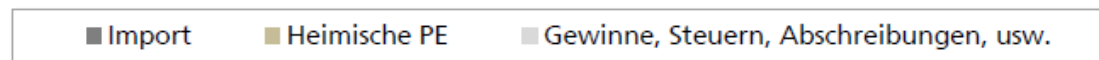
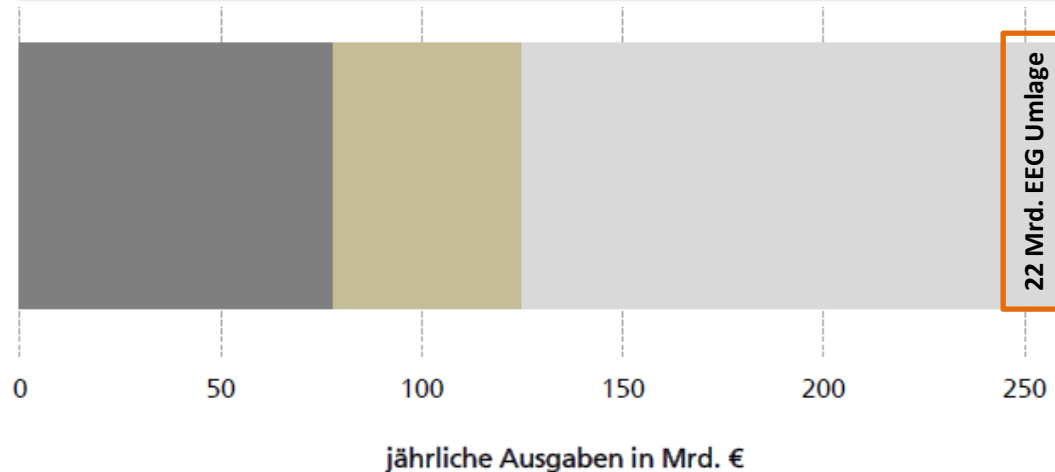
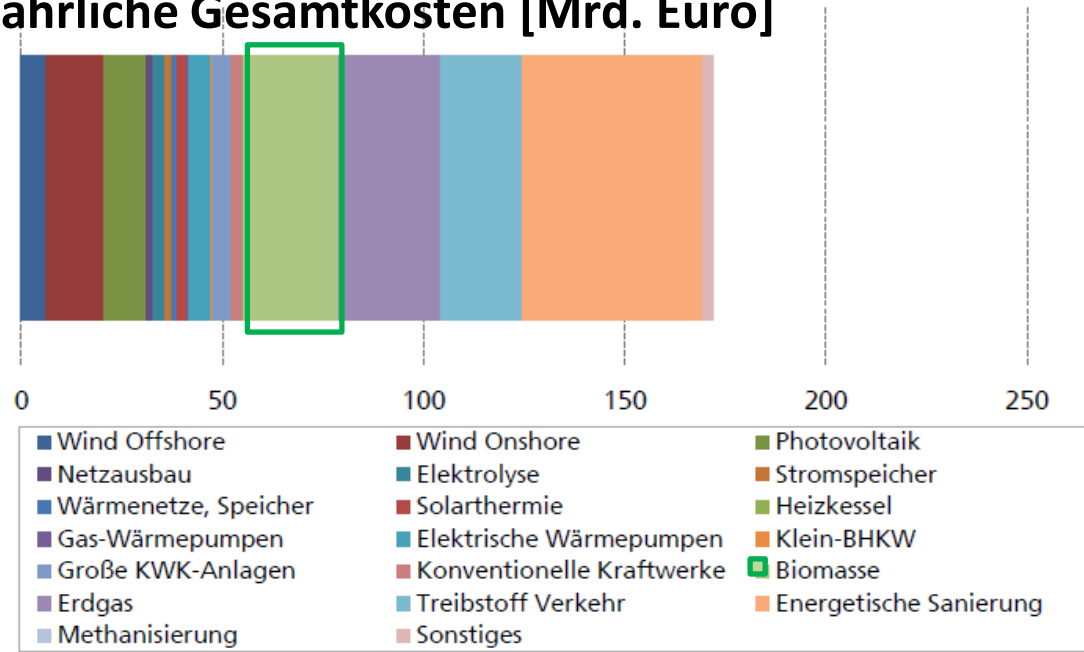
30 kW Holzgas, 75-500 kW Biogas-KWK, 20MW Holz-KW, 1.000 MW Gas-,Bk-KW



Fixkosten [Ct/kWhel] typischer Biogasanlagen (Kapital+Arbeit+Sonstige) liegen im Bereich von Kapitalkosten für kostengünstige PV- und Windkraft-Anlagen im Binnenland und können als solche durch Einspeisevergütungen nach EEG gedeckt werden. Die verbleibenden Energiekosten [Ct/kWhel] hängen von den Substratkosten und stark von den Wärmeerlösen ab (hier werden **60% Wärmenutzung mit 6-9 Ct/kWh Wärme für die Substitution von Heizöl** angesetzt). Sie sind um so wettbewerbsfähiger zu aktuellen Börsenpreisen je mehr Wärme genutzt und zu guten Preisen verkauft werden kann. Naturfreundlichere Substrate können so auch noch wettbewerbsfähig sein. CO2-Kosten sind hier rein rechnerisch so angesetzt, dass fossile Kraftwerke den Wettbewerb nicht dominieren können (60€/t CO2). Kleine Anlagen brauchen spezielle Vergütungsstrukturen.

Ein EE-System kostet weniger als das konventionelle

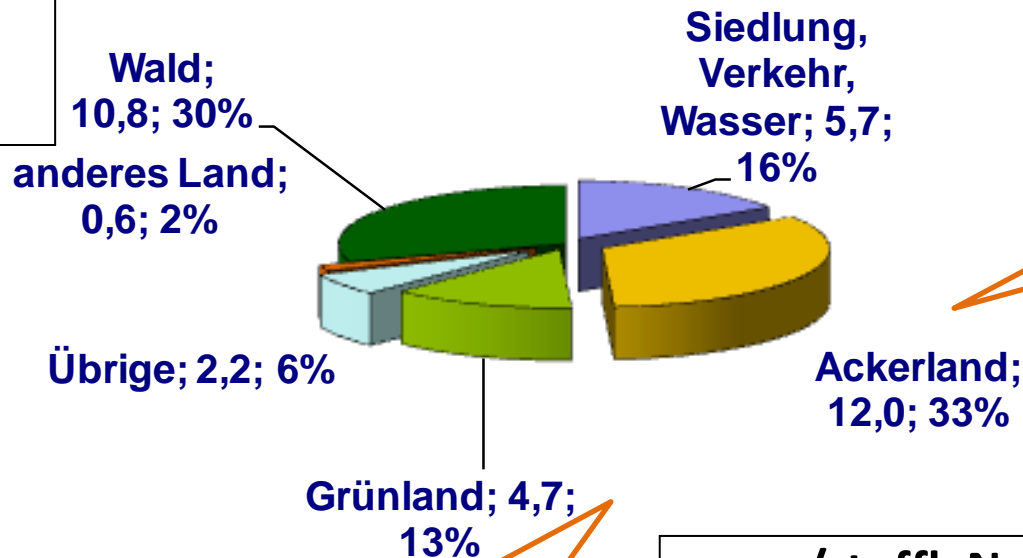
Jährliche Gesamtkosten [Mrd. Euro]



Flächennutzung Deutschland 2012 [Mio. ha]

■ Siedlung, Verkehr, Wasser ■ Ackerland ■ Grünland ■ Übrige ■ anderes Land ■ Wald

Fix: 328 fm/ha
10,5 Zuwachs
4,9 Ernte

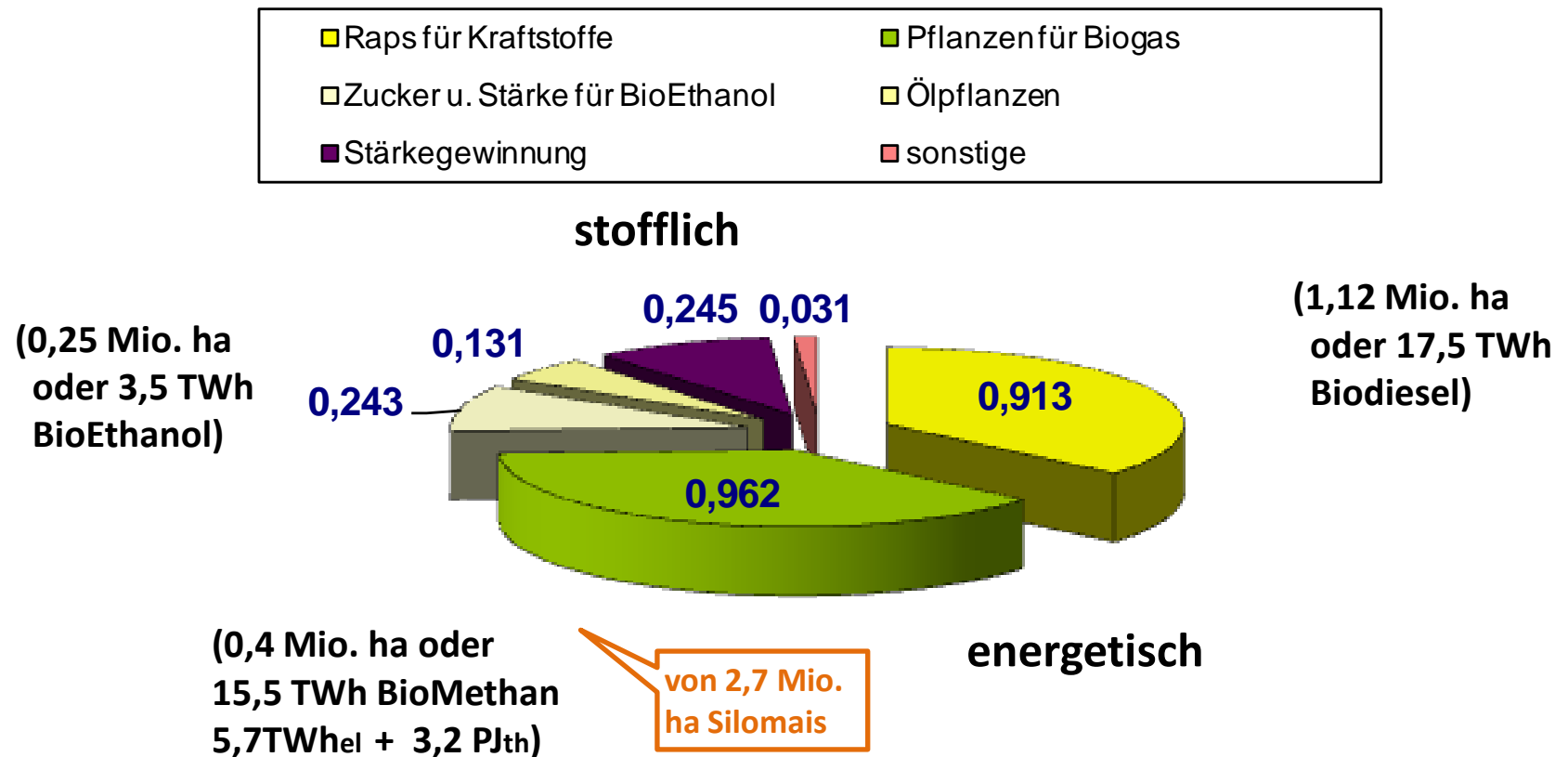


1 Mio. ha ökologisch bewirtschaftet (5,9%)
Ziel 20% (3,4 Mio.ha)

10,4 Mio. ha werden für Fleischproduktion benötigt

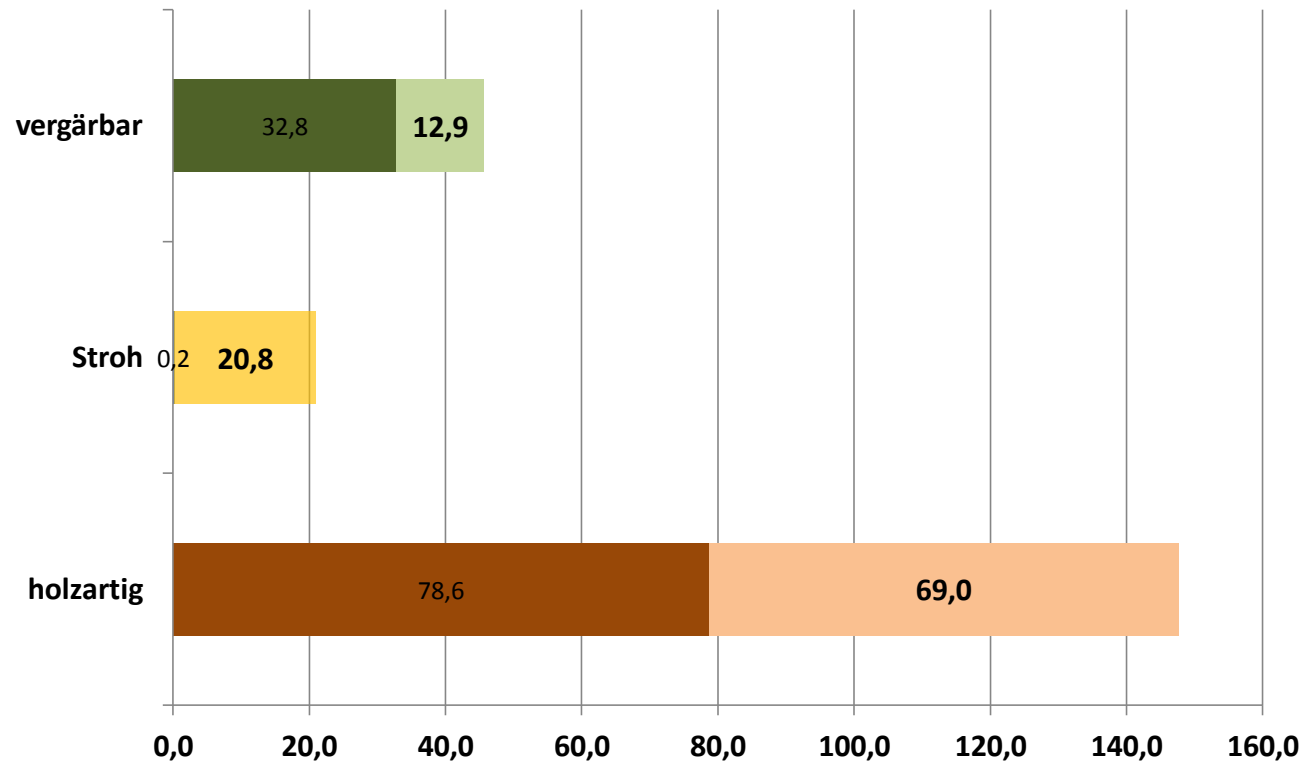
energ./stoffl. Nutzung: 2,28 Mio. ha
13,8% stofflich, 86,2% energetisch

Nachwachsende Rohstoffe [Mio. ha] 2012 (in Klammern 2007)



Weniger als beschworen

Rest- und Abfallstoffe in Deutschland

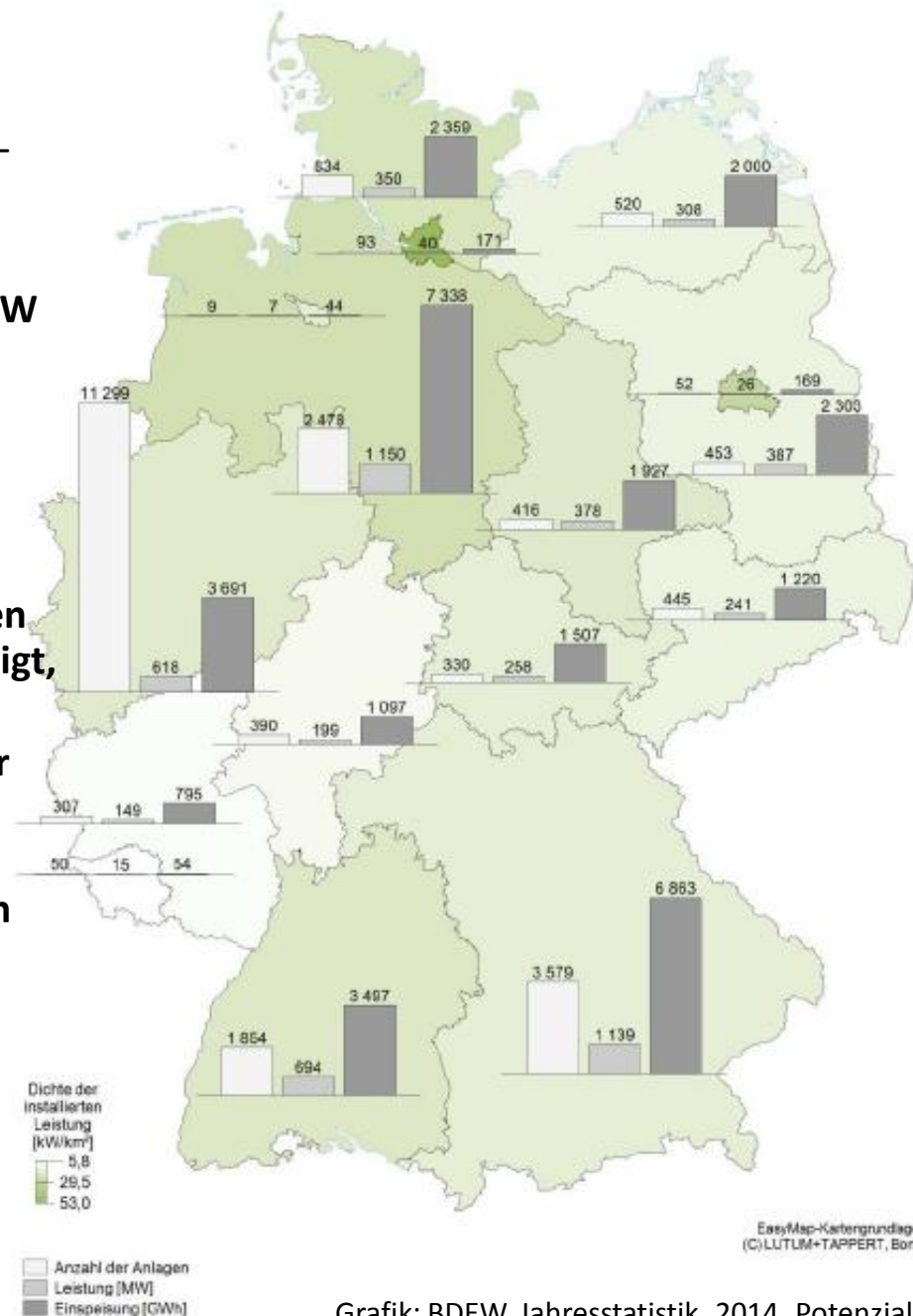


Aus den vorhandenen Untersuchungen ergibt sich ein Potenzial von 600-900 PJ für Rest- und Abfallstoffe. Daraus können 214 TWh Primärenergiepotential als ein mittlerer Wert abgeleitet werden. Sie setzen sich zu 69% aus holzartigen Stoffen, zu 10% aus Stroh und zu 21% aus vergärbaren Stoffen zusammen. Allerdings sind davon nur noch 103 TWh nutzbar. Es könnten daraus 14 TWh Strom und 24 TWh Wärme (Holz+vergärbare) in KWK und 47 TWh Wärme (Holz+Stroh) erzeugt werden. Mit Bezug zu dem minimalen EE-Ausbau (40% bis 2025) und daraus folgenden 44 TWh bis Ende 2020 ist der Anteil von Biogas 9% oder 90 MW/a.

Biostrom in Deutschland 2012

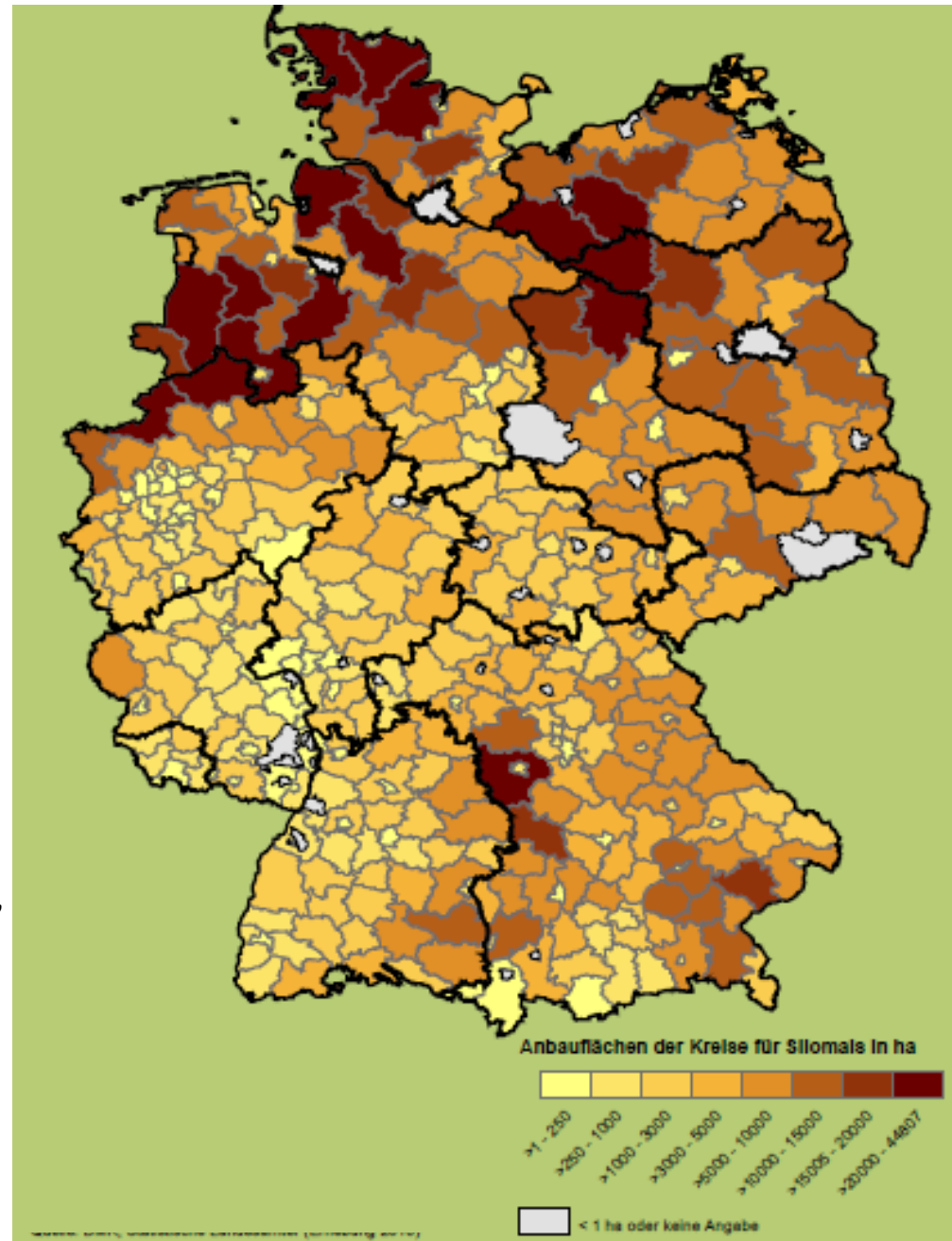
Balken zeigen auch Anlagen ohne EEG-Vergütung

- 5.900 MW (34,3 TWh), davon 3.185 MW aus Biogas mit 23,1 TWh Bruttostromerzeugung aus 7.500 Anlagen.
- hat sich unterschiedlich entwickelt
- hat Imageprobleme,
- Wird für Systemdienstleistungen neben den fluktuierenden EE dringend benötigt,
- hat noch ökologisch verträgliche Potenziale, die vor allem im Wald über ganz D bei 50% liegen,
- Könnte noch einmal rund 3.000 mehr Biogasanlagen (à 500 kW) ermöglichen (also 1.500 MW)
- Kann damit vor allem Leistung liefern und muss nicht im gleichen Masse Flächen beanspruchen.



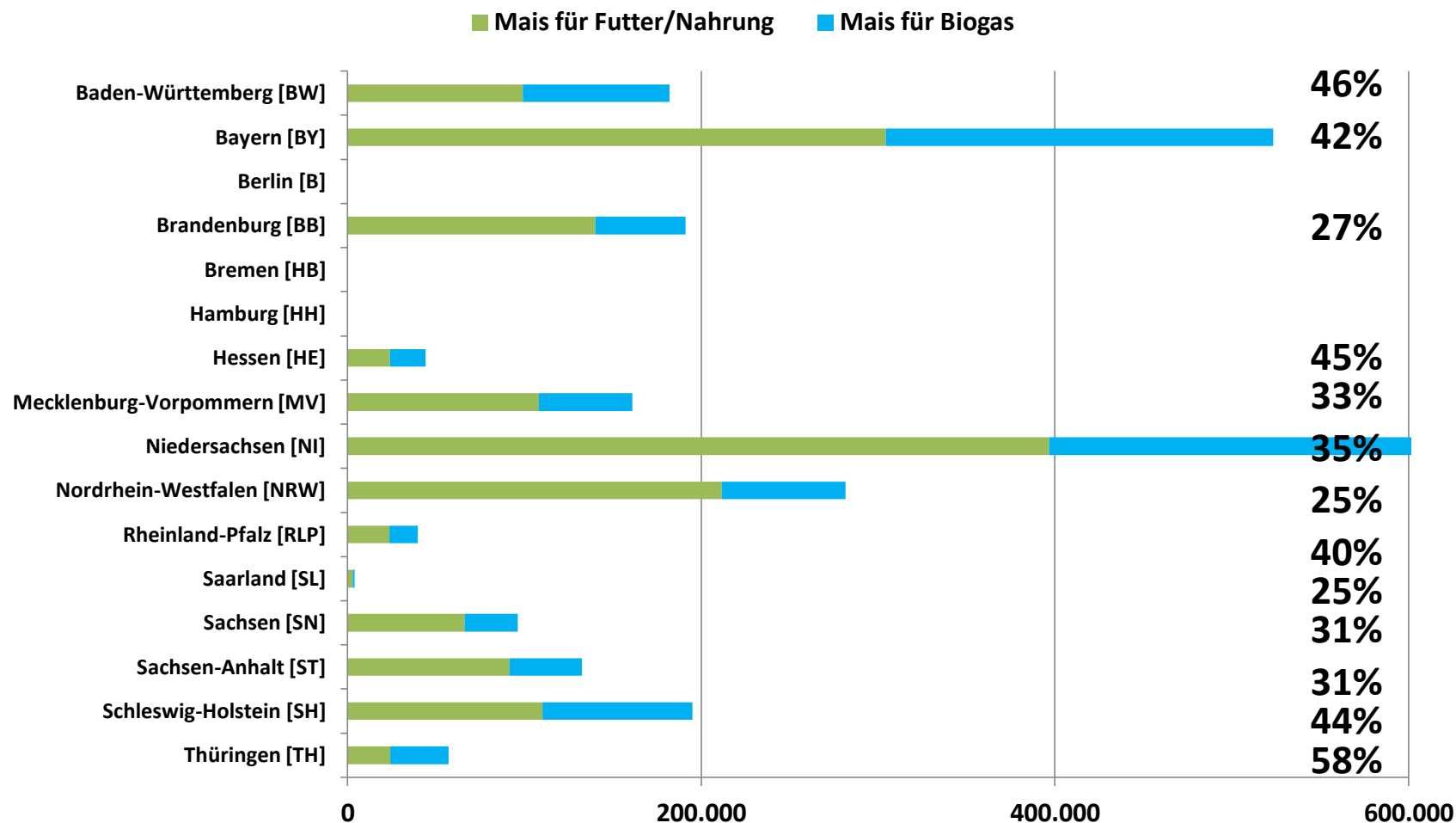
Maisanbau und Biogas Deutschland 2012

- Unterscheidung nach Silomais und Körnermais
- Die Gesamtfläche betrug 2,56 Mio. ha mit Schwerpunkten in NdS (24,2%) und By (20,8%) gefolgt von NRW (11,4%)
- Der Anteil von Körnermais betrug daran 20,5%.
- Der Maisanteil an der Ackerfläche betrug 13,7% im Durchschnitt mit Spitzen in NdS (21,7%), NRW (17,5%) und Thüringen (16,5%).
- Bezogen auf den Energieinhalt werden Biogasanlagen zu 13,8% mit Gülle und zu 81,5% mit NawaRo betrieben, die wiederum zu 75% aus Mais bestehen.
- 17.200 kWh Stromerzeugung werden durchschnittlich von einem Hektar realisiert, wenn 42,7 t/ha Ertrag und 106 m³/t CH₄ bei 38% Wirkungsgrad erreicht werden.
- 27% der Maisfläche werden dafür genutzt, 42% in Th, 33% in M-VP, 29% By+LSA
- Hohe Konzentrationen treten an Schwerpunkten der Tierproduktion auf



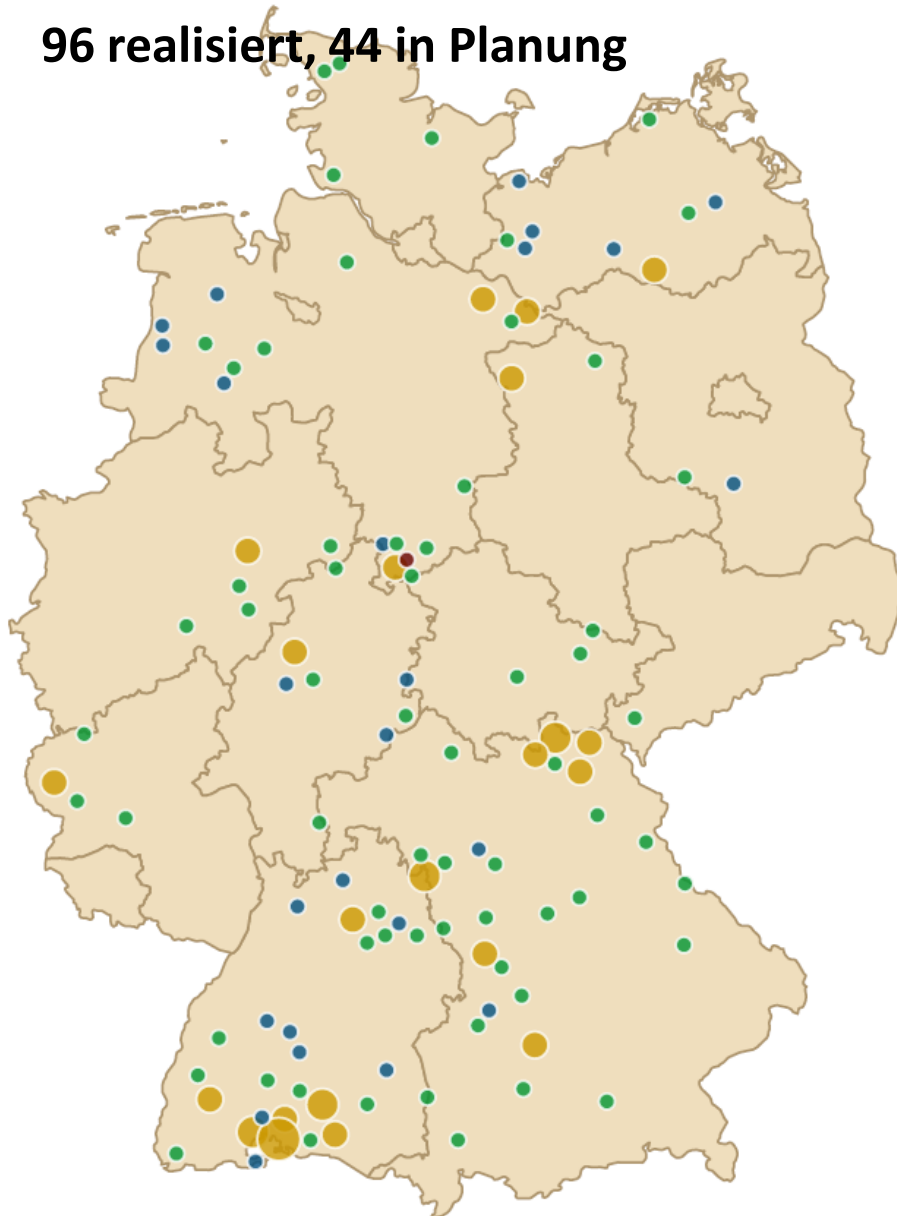
Maisanbaufläche in Deutschland 2011

2,515 Mio. ha (15% der Ackerfläche) – 36% für Biogasanlagen



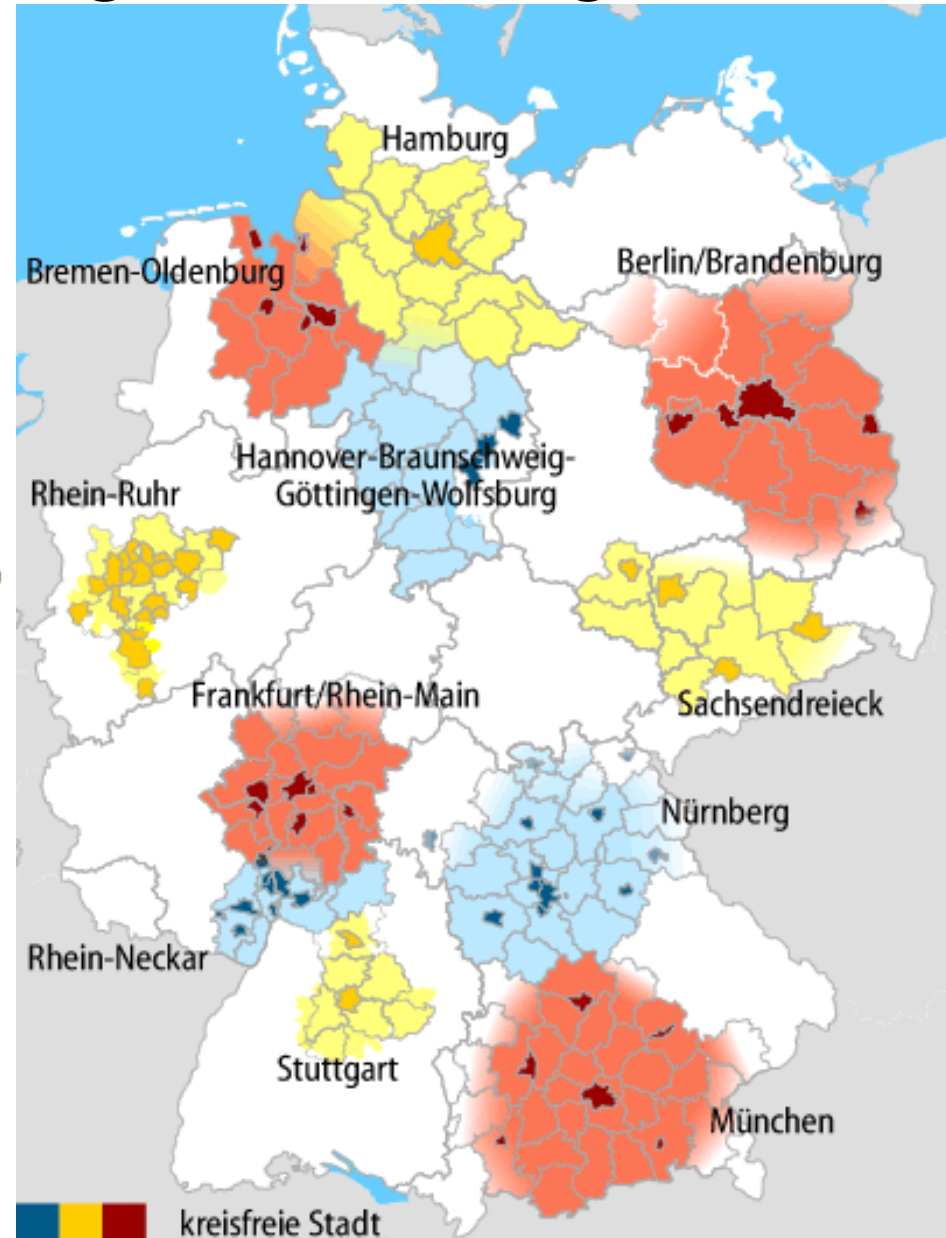
Bioenergiedörfer senken Kosten

96 realisiert, 44 in Planung



Dr.-Ing. Georg Wagener-Lohse

Metropolregionen folgen anderen Regeln

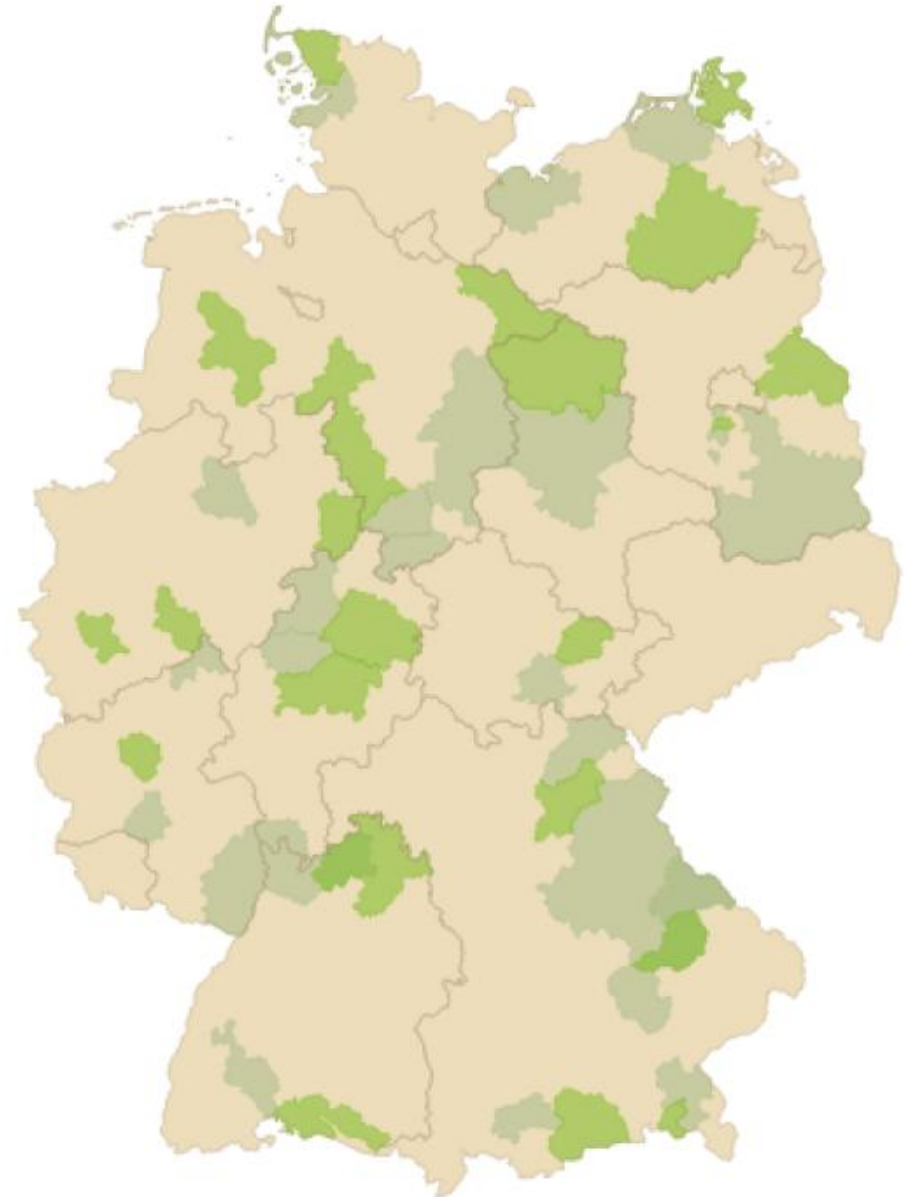


Quelle: www.bioenergiedoerfer.de

Bioenergieregionen bauen auf ländliche Wertschöpfung

25: 2009 – 2012

21: 2012 - 2015



Nehmen wir ein Musterdorf...

150 Gebäude, 400 Einwohner, 450.000 kWh Strom, 4,5 Mio. kWh Wärme
Bei 2.500 l Öl/a werden 500.000 €/a für Energie aufgewendet, die zu 92% abfließen

Mit einer Wärmeversorgung von 1,4 bis 1,5 MWth durch Biogasanlage 300 kWth und HHS-Kessel 600 kWth, zusätzlich 1.200 m² Solarthermie.

Weiter sind 800 kWp PV, 2 MW Freifläche sowie 3 MW Wind aus 2 Anlagen möglich.

Daraus folgt ein Investitionsbedarf von 14 Mio.€, woraus 24 Mio. € Kosten folgen. Diesen stehen 27 Mio.€ Einnahmen gegenüber. Als **regionale Wertschöpfung** ergibt sich **10 Mio. €**.

Die heutige Ölheizung kostet in 20 a 10.270€/a (nach Sanierung 9.400€). Die Nahwärmelösung kommt nur auf 6.350€/a. Zu Beginn erfordert sie allerdings **46% mehr Jahreskosten.**

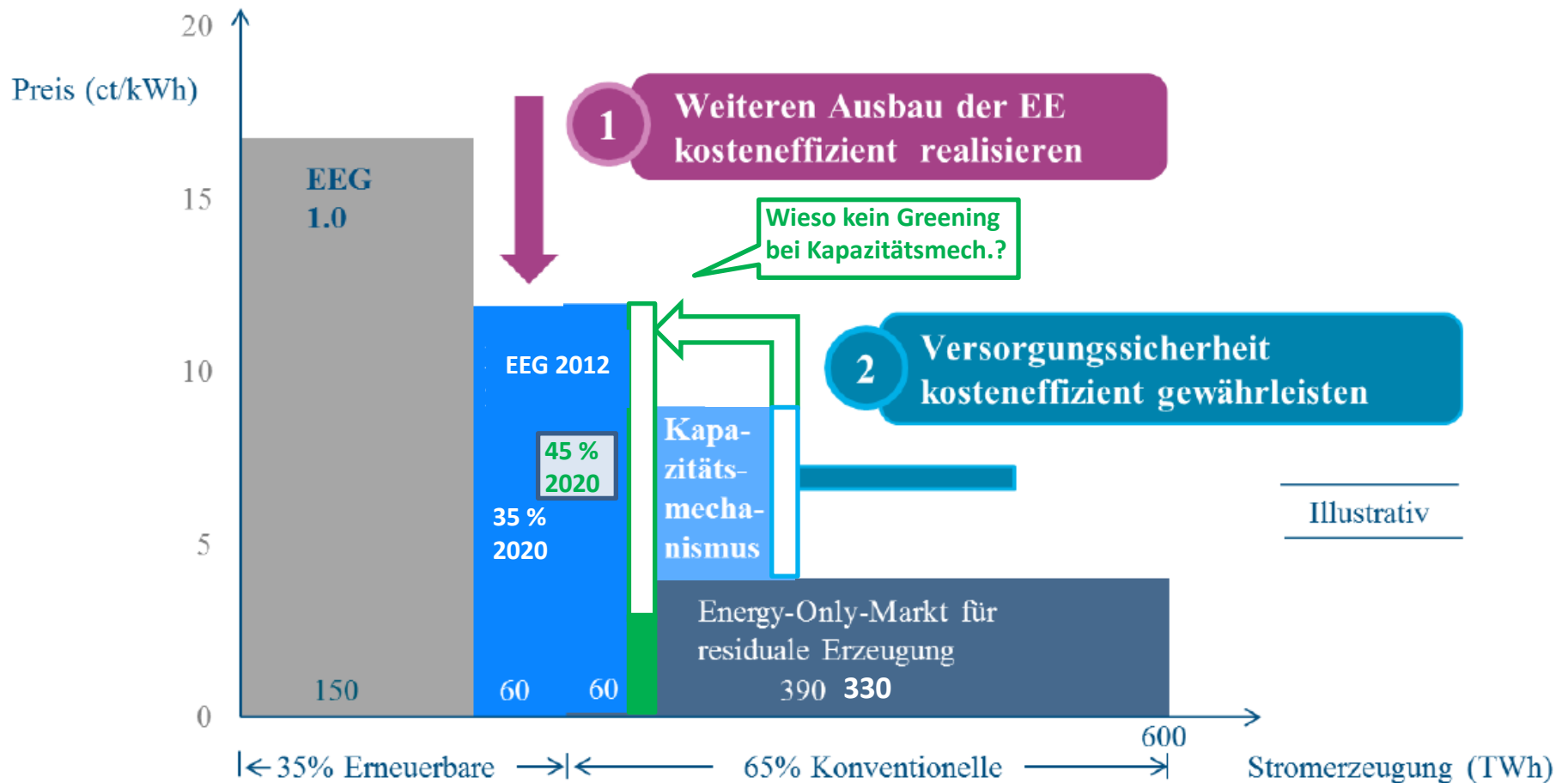


Wärmekosten aus einer Biogasanlage

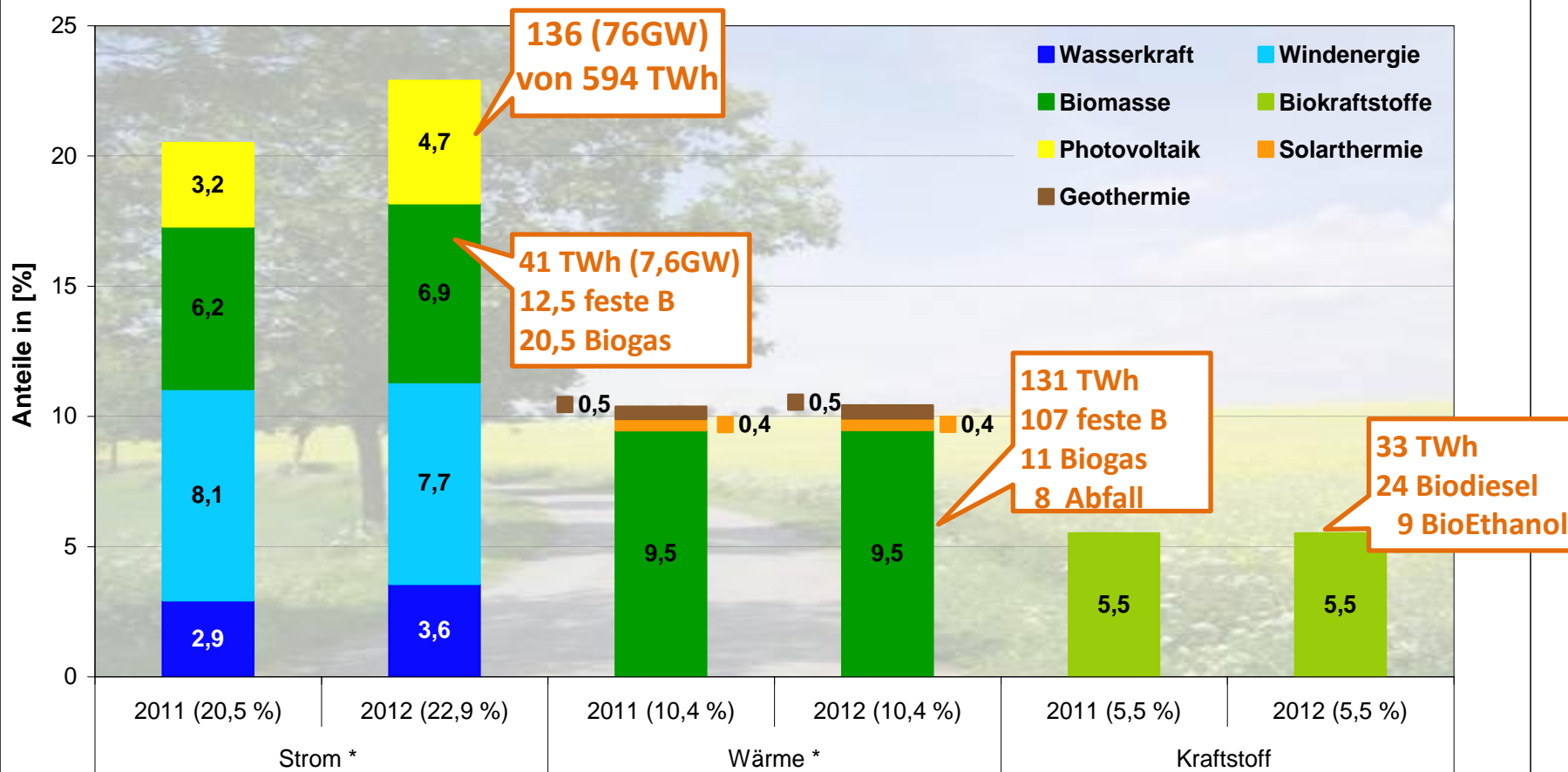
Biogasanlage	265 kWel, 300 kWth
Holzhackschnitzelheizwerk	2 x 600 kWth
Nahwärmenetz	2.400 m
Erzeugter Strom (BGA)	2.120.000 kWh/a
Erzeugte Wärme (BGA)	1.920.000 kWh/a
Erzeugte Wärme (HHS)	1.080.000 kWh/a
Investitionen	2,4 Mio. €
Umsatzerlöse aus Strom	190.000 €/a
Abschreibungen	122.000 €/a
Betriebskosten	108.000 €/a
Verbrauchskosten	170.000 €/a
Kapitalkosten	97.600 €/a
Wärmepreis (netto)	10 Ct/kWh

„Vorstellungen“ zu einer kosteneffizienten Energiewende

Vergütung der Stromerzeugung in Deutschland
bei einem 35% Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch



Anteile erneuerbarer Energien am Energieverbrauch in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffe in den Jahren 2011 und 2012



* Biomasse: Feste und flüssige Biomasse, Biogas, Klär- und Deponiegas, biogener Anteil des Abfalls; aufgrund geringer Strommengen ist die Tiefengeothermie nicht dargestellt; Abweichungen in den Summen durch Rundungen; Quelle: BMU - E I 1 nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Hintergrundbild: BMU / Dieter Böhme; Stand: Februar 2013; Angaben vorläufig