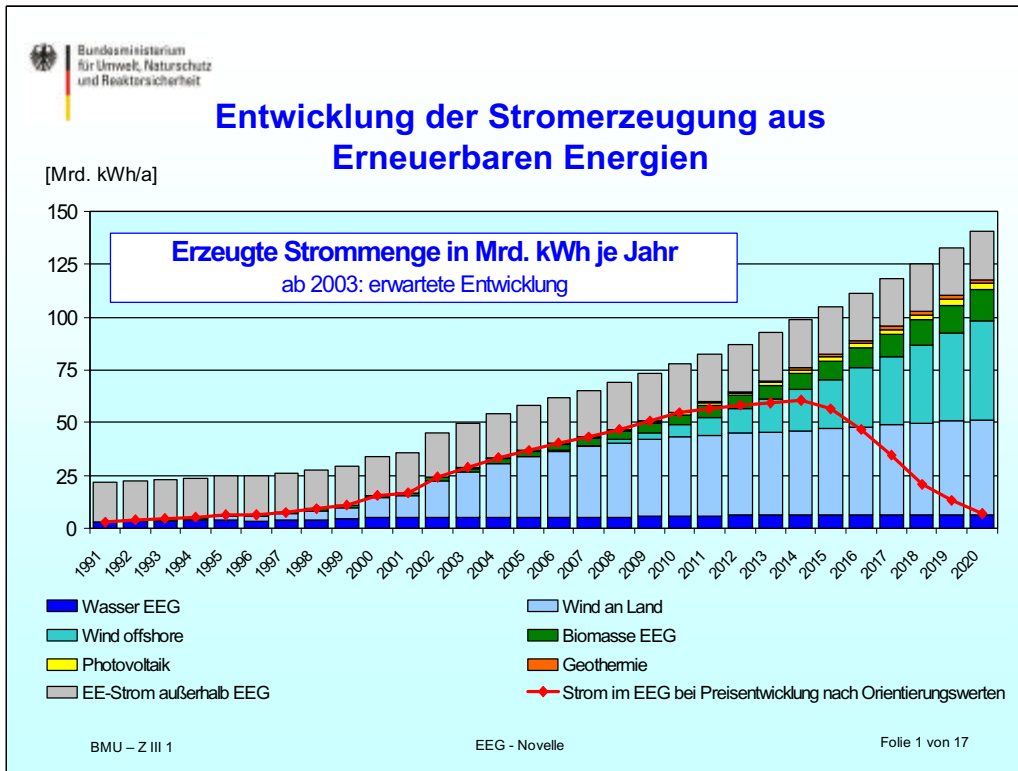


EEG – Novelle

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und finanzielle Auswirkungen

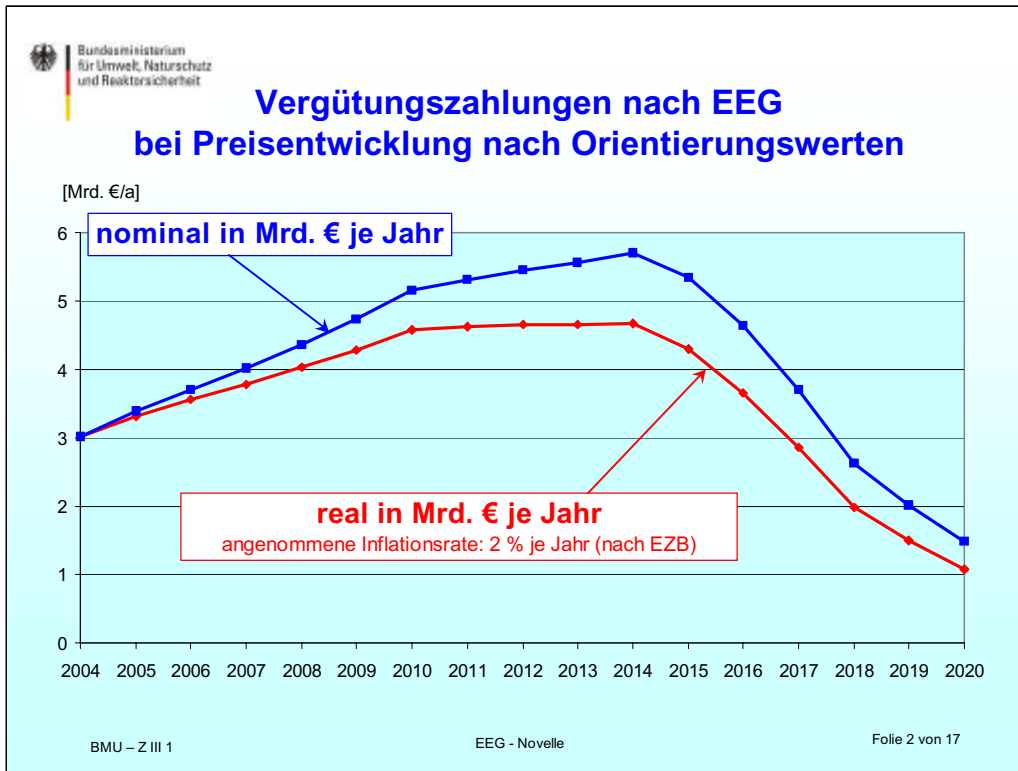
Anzahl der Folien: 17



Darstellung ist eine Entwicklung der Erneuerbaren Energien (EE) im deutschen Strommarkt, die durch das EEG und weitere Maßnahmen unterstützt werden soll.

Der Anteil EE am Bruttostromverbrauch steigt von ca. 8% im Jahr 2002 auf gut 12,5% in 2010 und gut 20% in 2020, um die politischen Zielsetzungen sicher erreichen zu können. Angenommen ist dabei ein weitgehend konstanter Stromverbrauch.

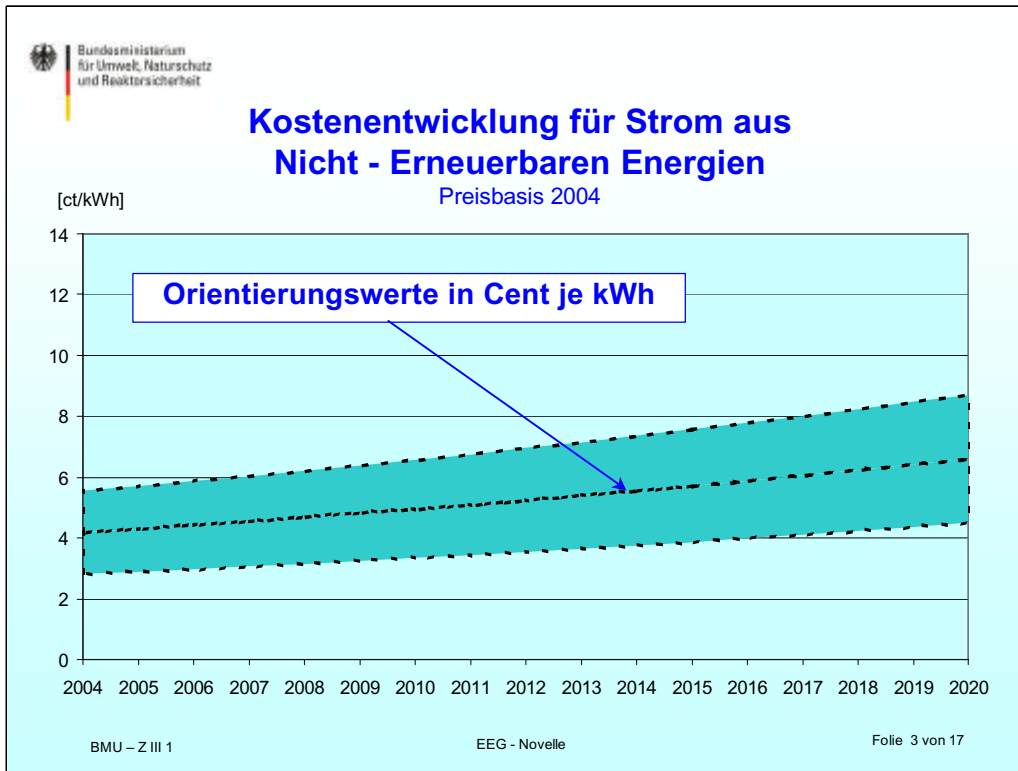
Eingetragen ist weiterhin die Bedeutung der Anlagen im EEG, die nach 2010 aufgrund der Degression der EEG-Vergütungssätze bei gleichzeitig steigenden Strommarktpreisen in geringer werdendem Umfang auf die EEG-Vergütung angewiesen sein werden. Im Jahr 2020 beträgt der EEG-Anteil an der Stromerzeugung aus EE nur noch 5% gegenüber heute etwa 50% (s. a. Folien 3 und 9).



Dargestellt sind die erwarteten Vergütungszahlungen nach EEG entsprechend dem Ausbauszenario für EE (Folie 1) in nominalen Preisen und in Preisen des Jahres 2004 bei einer Inflationsrate von durchschnittlich 2 % pro Jahr.

Deutlich erkennbar ist auch hier die abnehmende Bedeutung des EEG für die weitere Entwicklung EE im Strommarkt, weil die Stromerzeugung aus Wind, Wasserkraft und Biomasse beginnend mit dem Jahr 2010 bis zum Ende der zweiten Dekade nicht mehr auf die EEG-Vergütung zurückgreifen muss (s.a. Folie 3).

Im Jahr 2020 benötigen nur noch die geothermische und photovoltaische bzw. die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie die EEG-Vergütung.

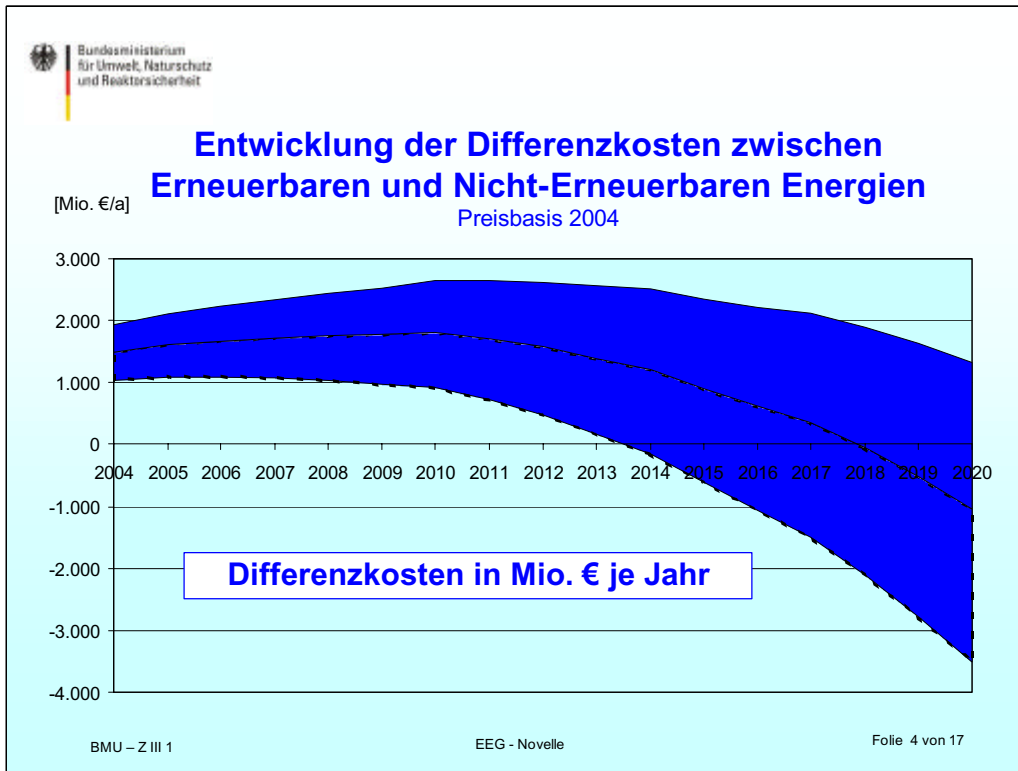


Aufgetragen ist eine Bandbreite der Kosten für die Stromerzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energien bzw. des sogenannten anlegbaren Wertes für die Stromerzeugung aus EE. Damit bildet die Darstellung die Grundlage für die Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen, der Differenzkosten EE und der CO₂-Vermeidungskosten EE.

Die untere Grenze entspricht der erwarteten Entwicklung des Börsenpreises für Grundlaststrom bei einer realen Preissteigerung von durchschnittlich 3 % pro Jahr.

Die obere Grenze geht von den Vollkosten typischer Mittellastkraftwerke aus (etwa 4 ct/kWh), wobei zusätzlich externe Kosten aufgrund von SO₂- und NO_x-Emissionen usw. in Höhe von 0,9 ct/kWh berücksichtigt sind sowie CO₂-Kosten von 10 €/t CO₂, die bis 2010 auf 20 €/tCO₂ und bis 2020 auf 30 €/tCO₂ ansteigen.

Die Orientierungswerte unterstellen, dass bis 2020 ein Teil der in der oberen Kostenvariante angesetzten externen Kosten in die Strompreise internalisiert werden.



Die Entwicklung zeigt für die Preisvarianten in Folie 3 die Differenzkosten für das Ausbauszenario EE in Folie 1.

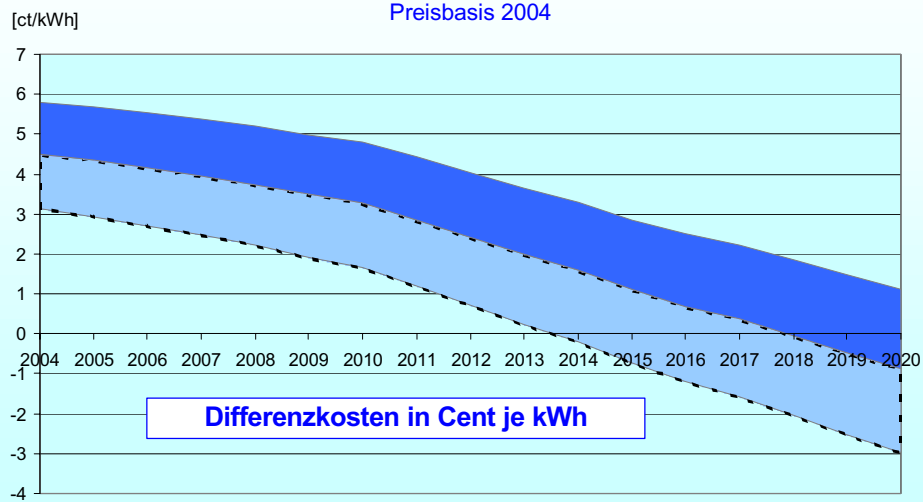
Für die Kostenentwicklung der EE ist angenommen, dass diese mit der Degression der EEG-Vergütungssätze kompatibel ist.

Je nach Preisentwicklung am Strommarkt kann die Wettbewerbsfähigkeit des EE-Strommixes bereits in etwa 10 Jahren erreicht werden.

Dabei ist berücksichtigt, dass die Stromerzeugung aus Wind, Wasserkraft und Biomasse die Wettbewerbsfähigkeit früher erreicht als die Stromerzeugung aus Photovoltaik bzw. solarer Strahlungsenergie und Geothermie (s. a. Folie 2).

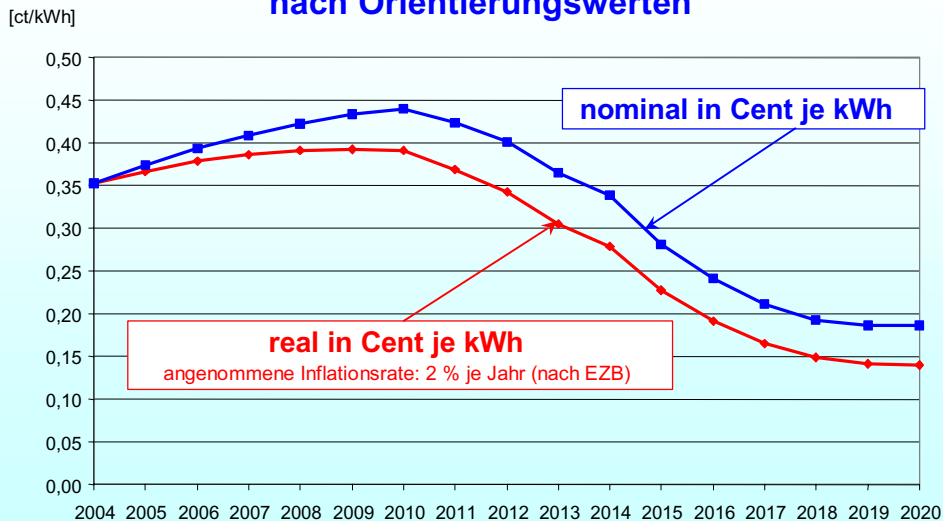
Entwicklung der Differenzkosten zwischen Erneuerbaren und Nicht-Erneuerbaren Energien

Preisbasis 2004



Die Darstellung entspricht der Folie 4, wobei hier die spezifischen Differenzkosten bezogen auf die EEG-Strommenge in Cent je Kilowattstunde angegeben sind.

EEG-Umlage für Endkunden bei Preisentwicklung nach Orientierungswerten



BMU – Z III 1

EEG - Novelle

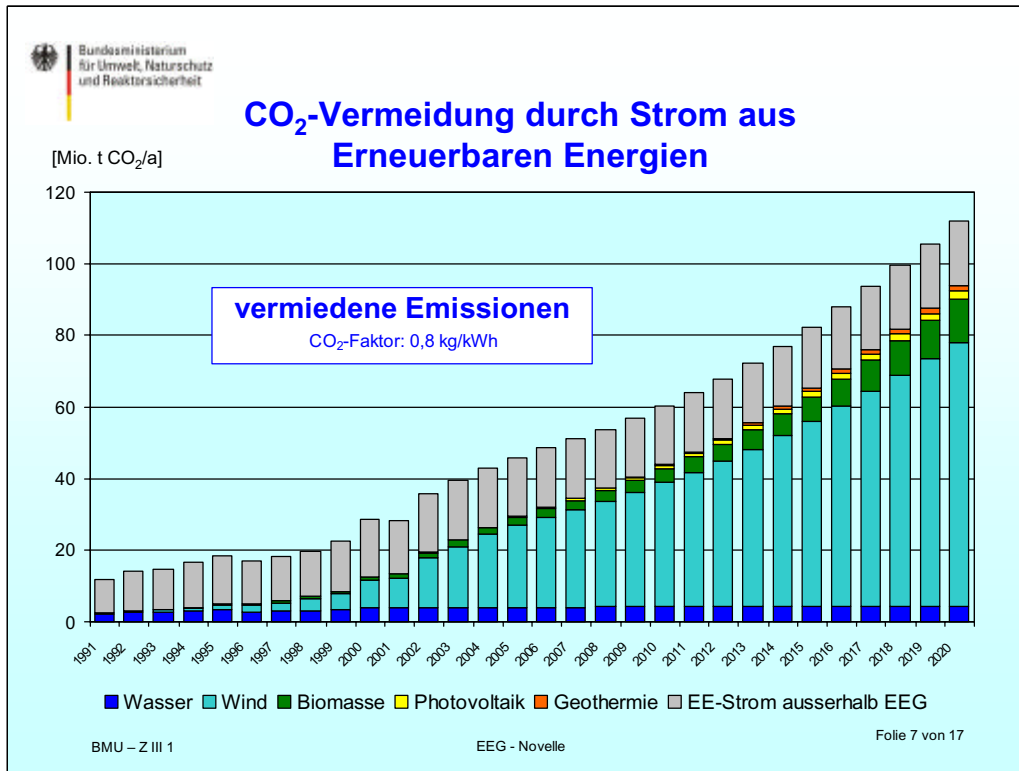
Folie 6 von 17

Dargestellt ist die Entwicklung der EEG-Umlage für die Endkunden bezogen auf die vom Verband der Netzbetreiber für das Jahr 2001 angegebene Strommenge von 458 Mrd. kWh.

Angegeben ist die Entwicklung für die mittlere Strompreisvariante in Folie 3.

Für die Stromkunden steigt somit die EEG-Umlage noch für wenige Jahre geringfügig an, wird aber nach dem Jahr 2010 deutlich zurückgeführt.

Der Verlauf in Preisen von 2004 berücksichtigt die erwartete allgemeine Inflationsrate von durchschnittlich 2 % p.a., so dass der Kaufkraftverlust tatsächlich geringer sein wird, als es die nominalen Werte andeuten. Bis zum Jahr 2010 steigt danach die EEG-Umlage nur noch um 0,04 ct/kWh. Wie weit sie anschließend zurückgeht, hängt ausschließlich davon ab, in welchem Umfang ein Ausbau der Photovoltaik und Geothermie erfolgt (s. a. Folien 2 und 4).



Die Darstellung zeigt exemplarisch die vermiedenen CO₂-Emissionen entsprechend des Ausbaus EE in Folie 1. Vereinfachend wurde hier ein CO₂-Vermeidungsfaktor von 0,8 kg CO₂ je kWh elektrisch angesetzt, der berücksichtigt, dass EE nicht nur fossile Energieträger, sondern auch teilweise Nuklearstrom ersetzen.

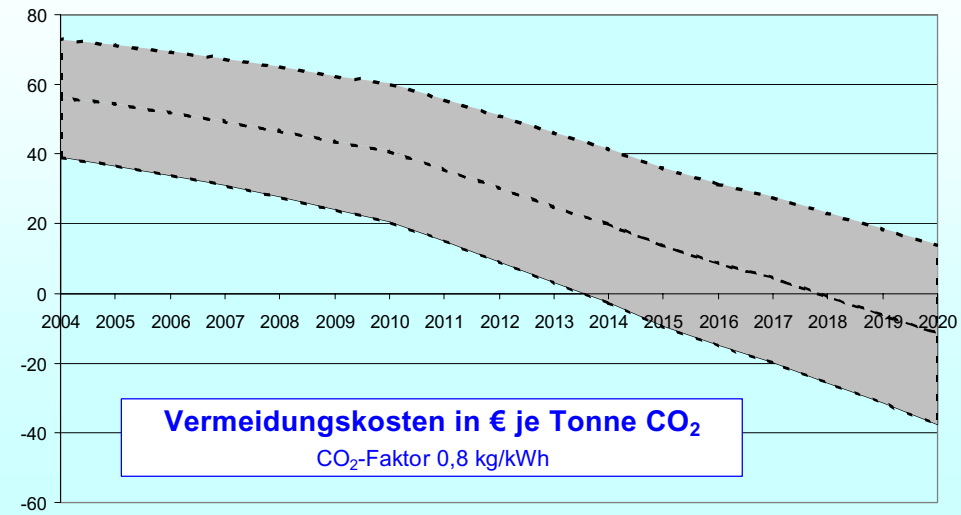
Die vermiedenen CO₂-Emissionen verdreifachen sich bis 2020 gegenüber dem Jahr 2002 (36 Mio. t) auf über 100 Mio. t.

Neben den CO₂-Emissionen werden in entsprechendem Umfang Schadstoffemissionen wie SO₂ oder NO_x usw. vermieden.

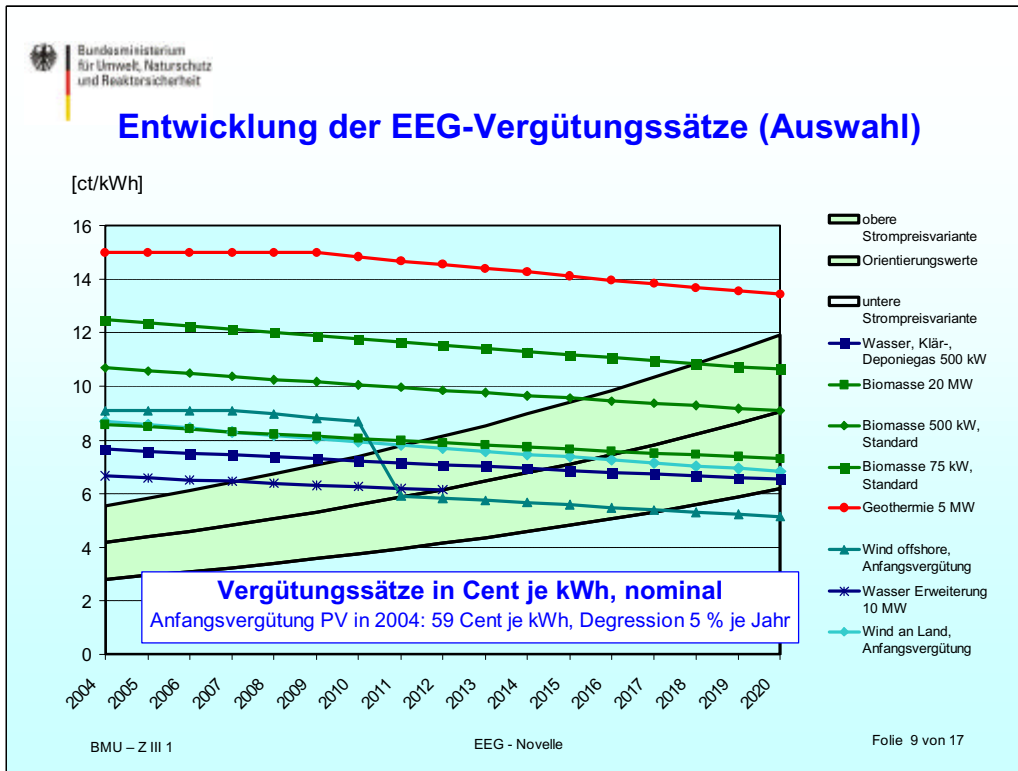
CO₂-Vermeidungskosten der EEG-Anlagen

Preisbasis 2004

[€/t CO₂]



Die Darstellung zeigt für verschiedene Strompreisszenarien die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten je Tonne CO₂ anhand der Differenzkosten in Folie 5 (s. a. Folien 3 und 7)

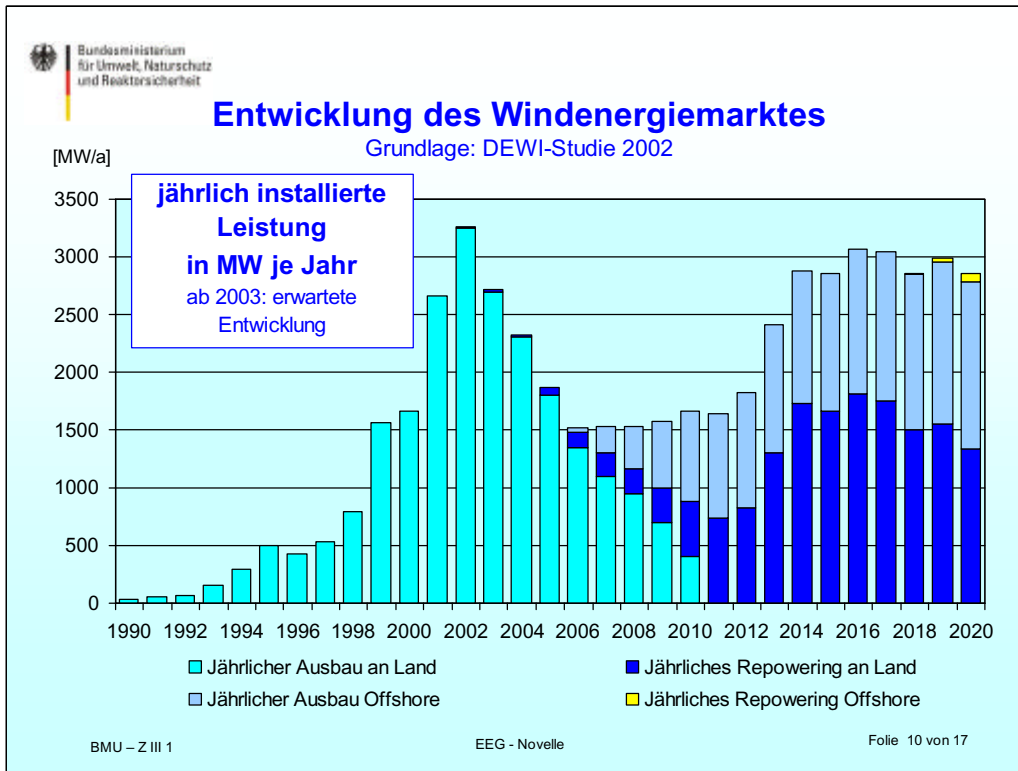


Die Darstellung zeigt für ausgewählte Referenzsysteme der EE die Degression der EEG-Vergütungssätze für das jeweilige Inbetriebnahmejahr der Anlagen.

Deutlich erkennbar ist, dass Windenergieanlagen, Wasserkraftwerke und größere Biomasseanlagen relativ frühzeitig aus dem System der EEG-Vergütung ausscheiden, sofern am freien Strommarkt höhere Erlöse erzielt werden können (s. a. Folie 3).

Hinzuweisen ist darauf, dass die hohen Anfangsvergütungssätze für Offshore-Windenergieanlagen gewährt werden, die bis zum 31.12.2010 in Betrieb gehen. Danach fällt die Vergütung für Neuanlagen auf einen deutlich geringeren Vergütungssatz.

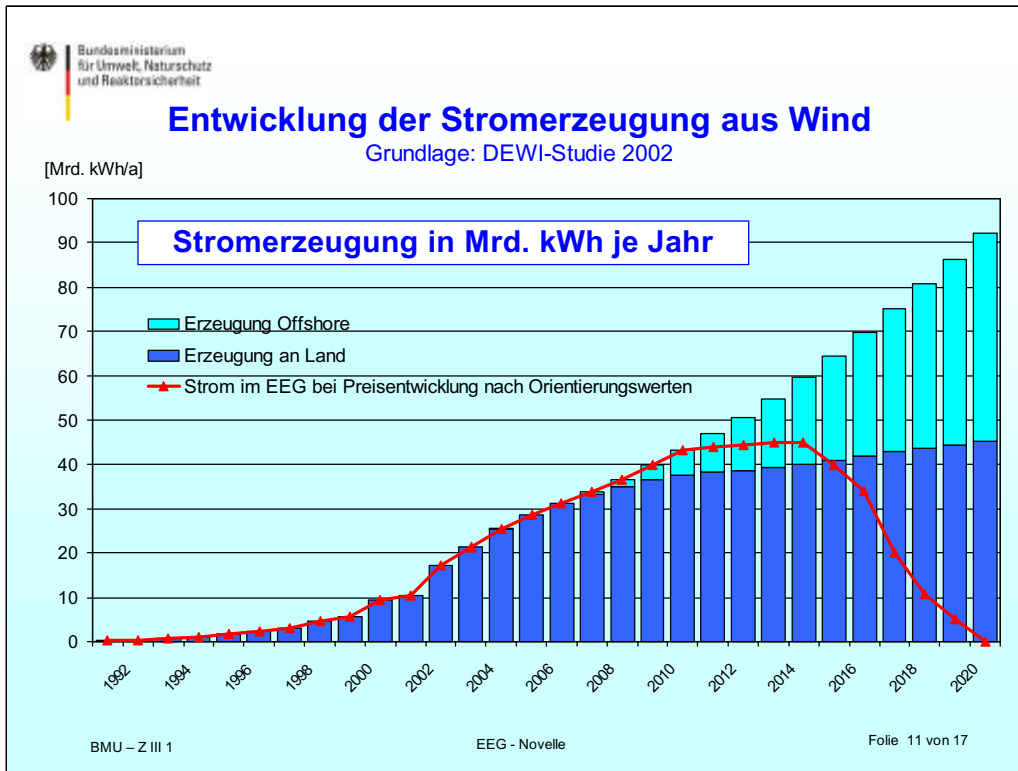
Die Vergütungsregelung für die Erweiterung von Wasserkraftwerken über 5 MW wird nur gewährt, sofern die Maßnahmen bis 31.12.2012 abgeschlossen werden.



Die Darstellung zeigt die erwartete Entwicklung des Neubaus (nicht des Zubaus) elektrischer Leistung im Bereich der Windenergie.

Offshore-Windenergieanlagen werden voraussichtlich im Jahr 2006 in nennenswerten Umfang ans Netz gehen können.

Der Markt für Windenergieanlagen an Land ist zunehmend durch das sogenannte Repowering gekennzeichnet, d. h. insbesondere durch den Ersatz älterer Anlagen durch neue, leistungsfähigere.



Als Teil des gesamten Ausbauszenarios für die EE entsprechend Folie 1 zeigt die Darstellung die erwartete Entwicklung der Stromerzeugung aus Wind.

Während bis zum Ende der Dekade die Stromerzeugung an Land dominiert, steigt danach die Offshore-Stromerzeugung stark an.

Hinzuweisen ist darauf, dass die steigende Stromerzeugung an Land vor allem auf Repowering-Maßnahmen zurückzuführen ist, so dass die Zahl der Anlagen voraussichtlich nicht zu-, sondern abnehmen wird.

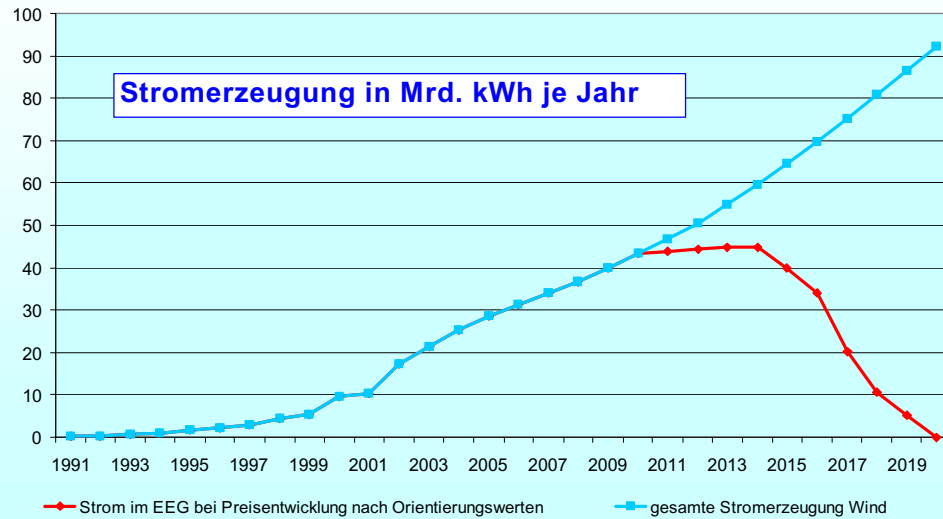
Dargestellt ist weiterhin für die mittlere Strompreisvariante in Folie 3 und die Degression der EEG-Vergütungssätze in Folie 9, dass sich die Stromerzeugung aus Wind nach dem Jahr 2010 zunehmend am freien Strommarkt behaupten kann. Die EEG-Vergütungszahlungen gehen dann entsprechend zurück.

Entwicklung der Stromerzeugung aus Wind

Grundlage: DEWI-Studie 2002

[Mrd. kWh/a]

Stromerzeugung in Mrd. kWh je Jahr



BMU – Z.III.1

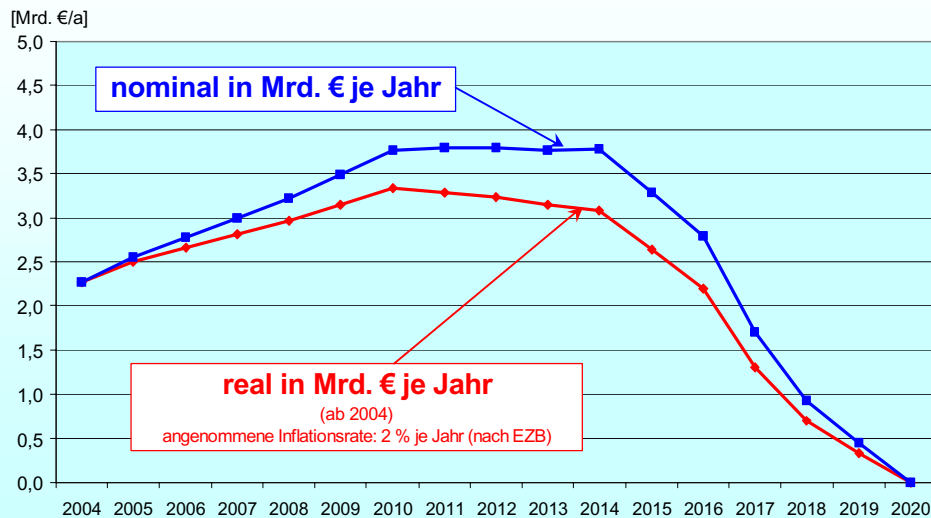
EEG - Novelle

Folie 12 von 17

Die Darstellung entspricht Folie 11, wobei die Stromerzeugung aus Wind an Land und Offshore zusammengefasst ist.

Vergütungszahlungen nach EEG

Windenergie insgesamt bei Preisentwicklung nach Orientierungswerten



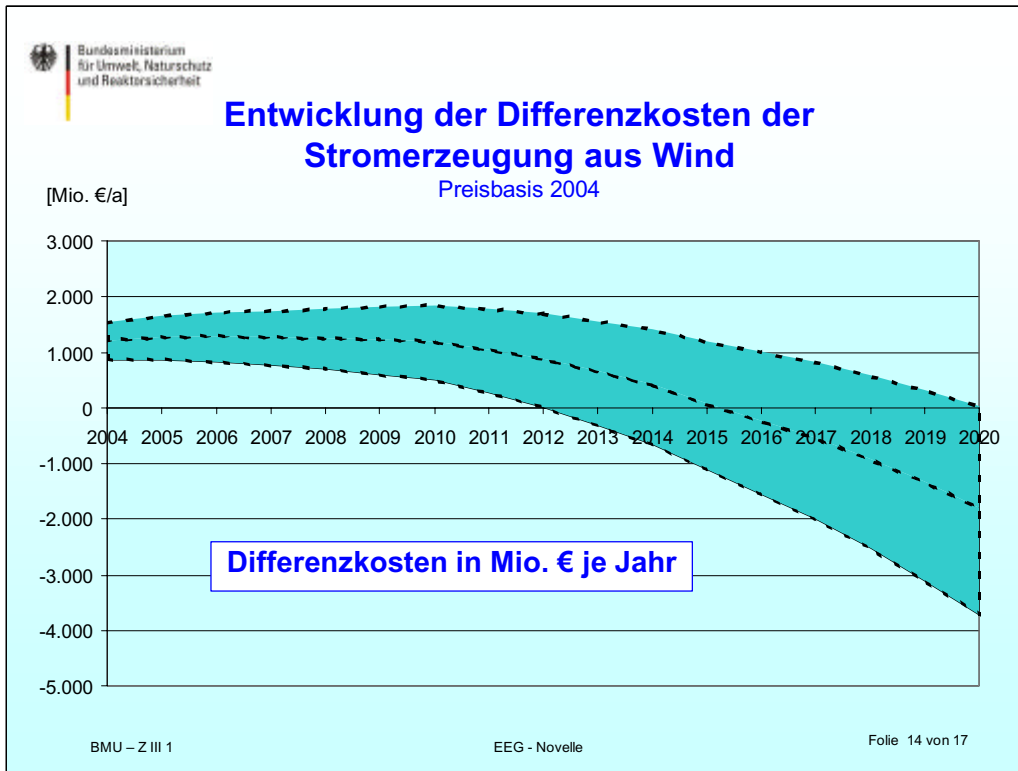
BMU – Z III 1

EEG - Novelle

Folie 13 von 17

Dargestellt sind die erwarteten Vergütungszahlungen nach EEG für die Stromerzeugung aus Wind entsprechend dem Ausbauszenario (Folie 11) in nominalen Preisen und in Preisen des Jahres 2004 bei einer Inflationsrate von durchschnittlich 2 % pro Jahr.

Deutlich erkennbar ist auch hier die abnehmende Bedeutung des EEG für den weiteren Ausbau der Windstromerzeugung, die beginnend mit dem Jahr 2010 bis zum Ende der zweiten Dekade nicht mehr auf die EEG-Vergütung zurückgreifen muss.



Die Entwicklung zeigt für die Preisvarianten in Folie 3 die Differenzkosten für das Ausbauszenario der Stromerzeugung aus Wind in Folie 11.

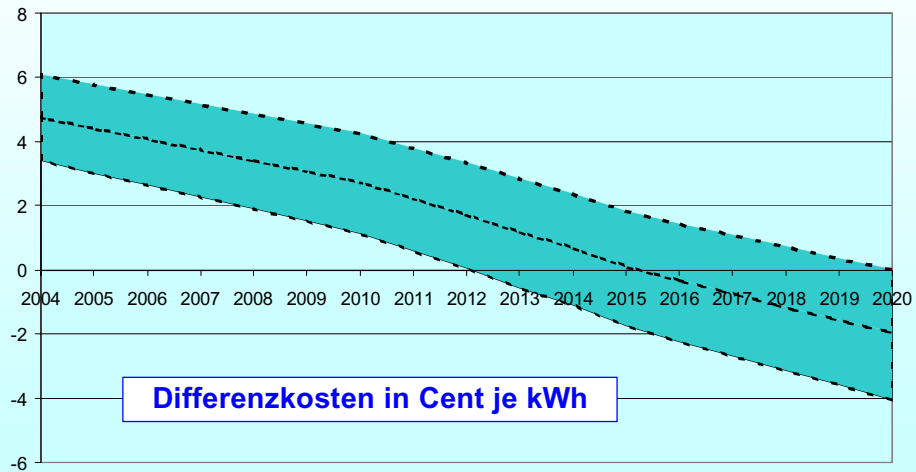
Für die Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Wind ist angenommen, dass diese mit der Degression der EEG-Vergütungssätze kompatibel ist.

Je nach Preisentwicklung am Strommarkt kann danach die Wettbewerbsfähigkeit der Windstromerzeugung für den gesamten Anlagenbestand bereits in weniger als 10 Jahren erreicht werden.

Entwicklung der Differenzkosten der Stromerzeugung aus Wind

Preisbasis 2004

[ct/kWh]



BMU – Z.III.1

EEG - Novelle

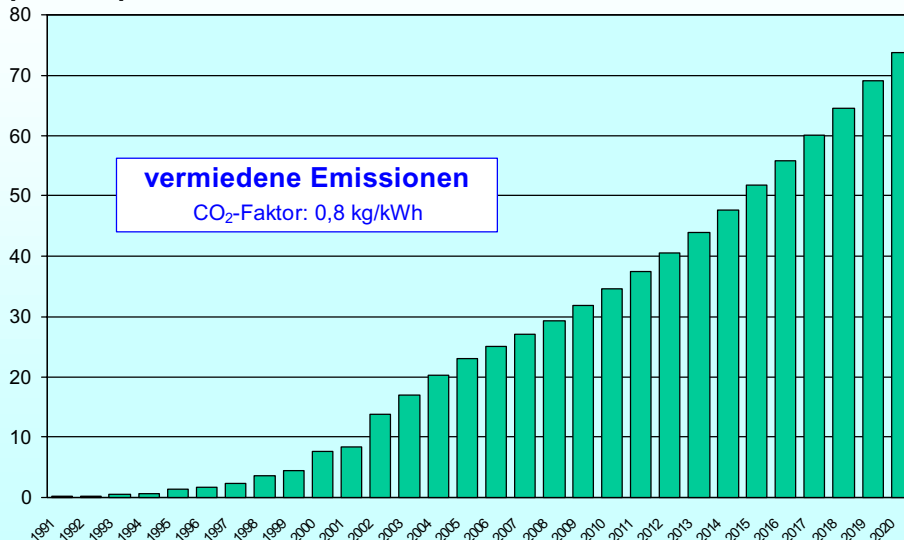
Folie 15 von 17

Die Darstellung entspricht der Folie 14, wobei hier die spezifischen Differenzkosten bezogen auf die Windstromerzeugung in Cent je Kilowattstunde angegeben sind.



CO₂-Vermeidung durch Windenergie

[Mio. t CO₂/a]



BMU – Z III 1

EEG - Novelle

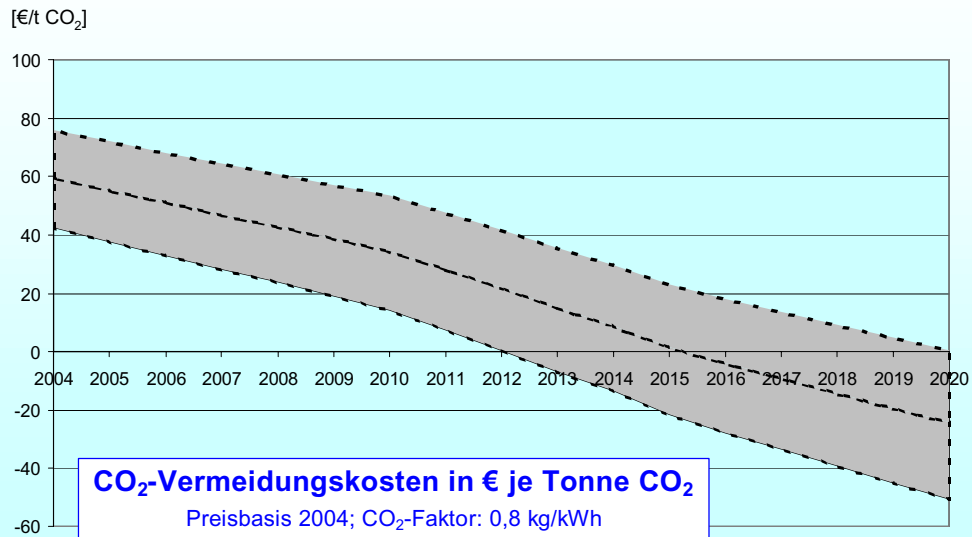
Folie 16 von 17

Die Darstellung zeigt exemplarisch die vermiedenen CO₂-Emissionen für den Ausbau der Windstromerzeugung in Folie 11. Vereinfachend wurde hier entsprechend Folie 7 ein CO₂-Vermeidungsfaktor von 0,8 kg CO₂ je kWh elektrisch angesetzt.

Die vermiedenen CO₂-Emissionen steigen danach bis 2020 gegenüber dem Jahr 2002 (ca. 14 Mio. t) auf mehr als das Fünffache.

Neben den CO₂-Emissionen werden in entsprechendem Umfang Schadstoffemissionen wie SO₂ oder NO_x usw. vermieden.

CO₂-Vermeidungskosten Windenergie



Die Darstellung zeigt für die Stromerzeugung aus Wind die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten je Tonne CO₂ anhand der Differenzkosten in Folie 15 (s. a. Folien 3, 7 und 16).