

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Große Anfrage der Abgeordneten Rita Schwarzelühr-Sutter,
Rolf Hempelmann, Dirk Becker, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD
– Drucksache 17/10366 –**

Die Energiewende – Kosten für Verbraucherinnen, Verbraucher und Unternehmen

Vorbemerkung der Fragesteller

Die Energiewende muss sozialverträglich, gerecht und transparent gestaltet werden. Pressestimmen von Mitgliedern der Bundesregierung, der Koalition und von der Bundesnetzagentur schüren die Befürchtung, die vor 10 Jahren begonnene Energiewende berge hohe Kostensteigerungen für die Verbraucherinnen und Verbraucher, für das Gewerbe und die Industrie. Hingegen gibt es keine Hinweise aus diesem Kreis, welche Kostensenkungspotenziale mit der Energiewende kurz- und mittelfristig zu erwarten sind.

Es ist sogar davon auszugehen, dass es ohne entsprechende Umsetzung der Energiewende zu erheblichen Preissteigerungen kommen würde. Auch ohne Energiewende hätte es erheblichen Änderungs- und Erneuerungsbedarf in der Erzeugung, in der Übertragung und in der Verteilung von Energie gegeben. Erkennbare Zusatzkosten sind auch Aufwendungen für Reinvestitionen – Bruttokosten bilden also nicht die effektiven Nettokosten der Energiewende ab. Es ist bisher nicht gelungen, die Verbraucherinnen und Verbraucher für diesen Zusammenhang zu sensibilisieren.

Dessen ungeachtet kommt es insbesondere darauf an, die Energieversorgung so zu gestalten, dass sich weiterhin Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz miteinander verbinden. Um dies zu erreichen, ist es unabdingbar, dass ein Masterplan alle Elemente der Energiepolitik und alle Investitionsvorhaben mit direkter Kostenwälzung aufeinander abstimmt. Nur durch die Auswahl von auf Dauer kosteneffizienten Maßnahmen und durch ein Kostenmonitoring kann gewährleistet werden, dass die Verbraucherpreise für Energie weiterhin bezahlbar bleiben.

Auch wenn sich Kostensteigerungen für die Kilowattstunde, den Liter Kraftstoff oder den Kubikmeter Erdgas aufgrund der immer noch steigenden Nachfrage nach Energie nicht verhindern lassen sollten, so kann doch die Rechnung für die Verbraucherinnen und Verbraucher gleich bleiben, wenn es gelingt, über Effizienzgewinne und Einsparungen diese Steigerungen auszugleichen.

Derzeit ist jedoch in keinem der zentralen Handlungsfelder eine konsistente Strategie der Bundesregierung erkennbar.

Die Bundesregierung ist gefordert, für Klarheit darüber zu sorgen, welche Alternativen es in den Bereichen Netz, Erzeugung und Effizienz, bezogen auf Strom und Wärme, zur Erreichung ihrer Zielsetzungen gibt und welche von der Bundesregierung ergriffen werden, was die Kosten für diese Alternativen sind und wie die Bundesregierung sicherstellen will, dass die Kosten sozial gerecht verteilt werden.

Ausbau der erneuerbaren Energien

1. Wie schätzt die Bundesregierung die Entwicklung der EEG-Umlage (EEG = Erneuerbare-Energien-Gesetz) für das kommende Jahr ein?

Die EEG-Umlage für 2013 beträgt 5,277 ct/kWh.

2. Welche Anteile entfallen demnach auf die verschiedenen Kostenblöcke der EEG-Umlage 2013 wie neu installierte Anlagen, Differenzkosten, Marktprämie und Managementprämie, Flexibilitätsprämie, Industriestrom- bzw. Eigenversorgungsprivileg, Liquiditätspuffer der Übertragungsnetzbetreiber sowie der besonderen Ausgleichsregelung?

Die EEG-Umlage setzt sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Die Kernumlage beträgt 4,187 ct/kWh. Die Kernumlage ergibt sich aus den zu erwartenden Differenzkosten, die auf den nichtprivilegierten Letztverbrauch umgelegt werden. Die für 2013 prognostizierte Deckungslücke beträgt 16,2 Mrd. Euro.
 - Der Nachholeffekt zum Ausgleich des EEG-Kontos zum 30. September 2012 beträgt 0,67 ct/kWh.
 - Die Liquiditätsreserve von 10 Prozent der Kernumlage beträgt 0,42 ct/kWh. Sofern sie nicht vollständig in Anspruch genommen wird, wirkt sie im Folgejahr umlagemindernd.
 - Auf die Direktvermarktung nach § 33b EEG entfallen 6,257 Mrd. Euro. Davon gehen 5,8 Mrd. Euro auf die Marktprämie und 427,5 Mio. Euro auf die Managementprämie zurück. Unter Berücksichtigung der gesunkenen Vermarktungskosten bei den Übertragungsnetzbetreibern ergibt sich durch die Managementprämie eine effektive Belastung der EEG-Umlage von unter 0,1 ct/kWh. Das Grünstromprivileg als weitere Direktvermarktungsoption, das die Umlage 2011 noch erheblich belastet hat, hat 2013 keinen nennenswerten Effekt mehr, da sie kaum noch in Anspruch genommen wird. Für die Flexibilitätsprämie wurden 1,5 Mio. Euro vergütet.
 - Ohne die Begünstigungen der Industrie und der Schienenbahnen (Besondere Ausgleichsregelung) wäre die EEG-Umlage um etwa 1 ct/kWh niedriger. Ohne die Ausnahmeregelung des Eigenverbrauchs – der nicht nur den Eigenverbrauch der Industrie umfasst, sondern auch die Sektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistungen sowie Verkehr und private Haushalte – könnte die EEG-Umlage um etwa 0,6 ct/kWh niedriger sein.
3. Hält die Bundesregierung an ihrem Ziel fest, die EEG-Umlage 2013 auf ihre derzeitige Höhe von 3,59 Cent pro kWh zu begrenzen, und gleichzeitig das laut EEG 2012 selbstgesteckte Ziel eines Aufwuchses bei den erneuerbaren Energien im Strombereich von derzeit ca. 20 Prozent auf mindestens 35 Prozent im Einzelnen sicherzustellen?

Die Bundesregierung hält an den im EEG festgelegten Ausbauzielen fest.

4. Welche Maßnahmen hat sie zur Begrenzung der Umlagenhöhe ergriffen, und welche Effekte ergeben sich aus diesen Maßnahmen für den Aufwuchs der erneuerbaren Energien?

Die wichtigste Ursache für den Anstieg der EEG-Umlage war in den letzten Jahren der starke Zubau von und die Höhe der Vergütung für die Photovoltaik. Diese wurde von der Bundesregierung mehrfach deutlich gesenkt. Während z. B. kleine Dachanlagen 2009 noch rund 43 Cent/kWh erhielten, liegt der Vergütungssatz inzwischen (Februar 2013) bei 16,64 Cent/kWh. Mit der EEG-Novelle 2012 wurden weitere Kosten senkende Maßnahmen vorgenommen, beispielsweise die Abschaffung des Güllebonus für Biogasanlagen. Auf die sehr hohe Inanspruchnahme der Marktprämie hat die Bundesregierung mit einer deutlichen Kürzung der Managementprämie reagiert. Die Auswirkungen der in den letzten Jahren ergriffenen Maßnahmen zur Kostensenkung auf den Aufwuchs der erneuerbaren Energien lassen sich nicht belastbar abschätzen, da sich hier immer viele Faktoren – auch solche, die außerhalb des EEG liegen, wie z. B. die Situation auf dem Weltmarkt, das Zinsniveau etc. – überlagern. Gleichwohl ist festzustellen, dass bei Fortsetzung des derzeitigen Ausbautempos das im EEG festgelegte Ausbauziel für 2020 bereits deutlich früher erreicht wird.

5. Wie schätzt die Bundesregierung die Einführung einer Differenzierung der EEG-Umlage in verschiedene Blöcke ein, um Transparenz zwischen zubaubedingten und sonstigen Kosten (siehe Frage 2) zu erlangen?

Die Prognose zur EEG-Umlage basiert auf wissenschaftlichen Schätzungen zum weiteren Ausbau und der Vergütung der verschiedenen EE-Technologien. Die entsprechenden Daten werden auf der Informationsplattform der vier Übertragungsnetzbetreiber (www.eeg-kwk.net/de/index.htm) veröffentlicht, so dass ein hohes Maß an Transparenz gewährleistet ist. Eine eindeutige Unterscheidung zwischen „zubaubedingten und sonstigen Kosten“ ist allerdings nur begrenzt möglich. So ist z. B. der Nachholeffekt zum Ausgleich des EEG-Kontos ebenfalls zubaubedingt.

6. Ist insbesondere eine weitere Novellierung des EEG geplant, um die Begrenzung der EEG-Umlage zu erreichen?

Wenn nein, welche anderen Instrumente wird die Bundesregierung gegebenenfalls einsetzen, um diese Begrenzung sicherzustellen?

Bei dem Gespräch zwischen der Bundeskanzlerin, Dr. Angela Merkel, und den Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder am 2. November 2012 im Bundeskanzleramt bestand Einigkeit darüber, dass eine Reform des EEG erforderlich ist.

7. Wie viele Kraftwerke werden in den kommenden beiden Jahrzehnten jährlich mit welcher Kapazität stillgelegt (Sterbelinie) unter Berücksichtigung der bisher üblichen durchschnittlichen Betriebsdauer?

Alle Prognosen zur langfristigen Entwicklung der Erzeugungskapazitäten sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Aktuell stehen Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen auf Grund der sich rasch ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen vor erheblichen Herausforderungen, die aus betriebswirtschaftlichen Gründen zu kurzfristigen Veränderungen im Kraftwerkspark führen können. Im Allgemeinen wird von einer durchschnittlichen technischen Kraftwerkslebensdauer von 40 bis 50 Jahren ausgegangen. Aussagen zu den Durchschnittswerten einer Betriebsdauer sind jedoch wenig aussagekräftig, da

die konkrete technische Lebensdauer einer Anlage von verschiedenen Faktoren abhängt, wie z. B. von der Bauart des Kraftwerks, von den eingesetzten Brennstoffen, der Art der Betriebsweise und der hieraus resultierenden Abnutzung sowie der Regelmäßigkeit und dem Umfang von Revisionen. Eine Betrachtung der Kapazitätsentwicklung allein unter Berücksichtigung der technisch üblichen Betriebszeiten kann daher zu keinen belastbaren Hinweisen zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit führen. Im Hinblick auf die längerfristige Entwicklung liegen daher keine amtlichen Daten zur Entwicklung der Kapazitätssituation unter Berücksichtigung der beschriebenen Kriterien vor.

Die Bundesnetzagentur führt dagegen seit 2011 auf Basis von Befragungen der Kraftwerksbetreiber jährlich ein Monitoring der in Deutschland installierten Erzeugungskapazitäten sowie der in näherer Zukunft geplanten Zubauten und Stilllegungen durch. Der Betrachtungshorizont des Monitoring reicht aktuell bis zum Jahr 2015 – längerfristige Ausblicke sind dagegen mit zu großen Unsicherheiten behaftet, um valide Informationen bezüglich der Versorgungssicherheit abzuleiten. Die Daten sind unter dem Begriff „Kraftwerkliste“ auf der Webseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und werden regelmäßig aktualisiert. Aktuell (Stand November 2012) sind in Deutschland Erzeugungskapazitäten in einem Umfang von 174,4 Gigawatt (GW) installiert. Hiervon zählen jedoch nur ca. 107,9 GW zur so genannten dargebotsunabhängigen Leistung (ohne Sonne, Wind und Wasser), also den Anlagen, die unabhängig von Witterungsverhältnissen zur Deckung der Nachfrage beitragen können. Die betreffenden Anlagen sind überwiegend kohle- oder gasbefeuerte Kraftwerke.

Bis zum Jahr 2015 ist nach diesen Daten in ganz Deutschland ein Zubau an dargebotsunabhängiger Kapazität von 9,9 GW zu erwarten. Gleichzeitig werden alte Anlagen in einem Umfang von 6,6 GW stillgelegt. Per Saldo ergibt sich nach diesen Daten bis zum Jahr 2015 deutschlandweit ein Nettozubau von ca. 3,3 GW. Eine solche Betrachtung gibt allerdings keine Aufschlüsse über die regionale Situation innerhalb Deutschlands. Aufgrund noch fehlender Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung herrscht derzeit insbesondere im Süden bei hoher Last, wie beispielsweise im Winter, eine angespannte Erzeugungssituation. In Süddeutschland ist auf Basis der aktuell vorliegenden Daten auch bis zum Jahr 2015 kein Nettozubau von Kraftwerksleistung zu erwarten.

In der Kraftwerkliste sind auch die Daten der Inbetriebnahme der einzelnen Anlagen erfasst. Die Daten zeigen, dass von den dargebotsunabhängigen Kraftwerken (ca. 107,9 GW) mehr als die Hälfte älter als 25 Jahre (ca. 62,1 GW), Anlagen mit einem Leistungsumfang von ca. 44,4 GW älter als 30 Jahre und Anlagen mit einem Leistungsumfang von ca. 18,2 GW älter als 40 Jahre alt sind.

Im Hinblick auf die längerfristige Entwicklung des Kraftwerksparks kommen verschiedene Studien zu dem Ergebnis, dass etwa ab dem Jahr 2020 neue Anlagen in Betrieb genommen werden müssen, um veraltete oder vor dem Hintergrund der sich rasch ändernden Marktbedingungen stillgelegte Anlagen zu ersetzen.

8. Welche direkten Kosten fallen bis zum Jahr 2020 und bis zum Jahr 2030 an, wenn statt des Ausbaus der erneuerbaren Energien der Kraftwerkspark in Deutschland mit konventionell-fossilen Kraftwerken erneuert würde?

Der Bundesregierung liegen keine Berechnungen oder Szenarioanalysen vor, die den durch das Energiekonzept vorgesehenen und durch das EEG und andere Maßnahmen geförderten Ausbau der erneuerbaren Energien fiktiv und vollständig durch den Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten ersetzen würde.

9. Wie würden sich der CO₂-Preis im Emissionshandel und der Strompreis entwickeln, wenn ausschließlich konventionell-fossile Kraftwerke die Erzeugung gewährleisten?

Die Entwicklung der CO₂-Preise im europäischen Emissionshandelssystem ist mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet und wird von der Bundesregierung nicht prognostiziert. Die CO₂-Preise sind abhängig von der Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten, der weiteren Gestaltung des Emissionshandelsystems auf europäischer Ebene und den Entwicklungen in den europäischen Mitgliedstaaten. Es wird des Weiteren auf die Antwort zu Frage 8 verwiesen.

10. Wie würde sich eine Erneuerung des Kraftwerksparks in Deutschland mit konventionell-fossilen Kraftwerken auf die Klimaschutzziele in den Jahren 2020, 2030 und 2050 auswirken?

Würde der Ausbau der erneuerbaren Energien gestoppt und statt dessen der fossile Kraftwerkspark entsprechend ausgebaut, so hinge die Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung insbesondere vom Niveau der Stromerzeugung, der Struktur der fossilen Stromerzeugung, den Effizienzfortschritten in der Erzeugung sowie dem Ausmaß einer etwaigen Nutzung der CCS-Technologie ab. Konkrete Berechnungen eines solchen Szenarios liegen der Bundesregierung nicht vor. Ohne weitere Maßnahmen wäre in einem solchen Szenario allerdings davon auszugehen, dass Deutschland die Klimaschutzziele (Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis 2020, um 55 Prozent bis 2030, um 70 Prozent bis 2040 und um 80 bis 95 Prozent bis 2050 jeweils gegenüber 1990) kaum erreichen könnte.

11. Welche Effekte hätte eine solche konventionelle Erneuerung des Kraftwerksparks auf die Importabhängigkeit und damit auf die volkswirtschaftliche Leistungsbilanz Deutschlands?

Es wird auf die Antwort zu Frage 8 verwiesen. Grundsätzlich sei aber darauf hingewiesen, dass eine Betrachtung der Importabhängigkeit sowohl die fossilen Energieträger als auch den Strom selbst umfassen müsste. So würden die Importe fossiler Energieträger in einem solchen Szenario steigen. Allerdings beinhalten z. B. auch die im Auftrag der Bundesregierung für das Energiekonzept erstellten Langfristszenarien bis 2050, mit kontinuierlich steigenden Anteilen der erneuerbaren Energien, signifikante Stromimporte.

12. Welche Mittel wären durch die Kosten von importierter fossiler Energie im Zeitraum bis 2030 nach Auffassung der Bundesregierung gebunden und nicht mehr für die inländische Verwendung verfügbar?

Es wird auf die Antwort zu Frage 8 verwiesen.

13. Welche Erkenntnisse hat die Bundesregierung generell über die Preisentwicklung von Primärenergieimporten (nach Kohle, Öl, Gas und Uran differenziert) in den kommenden 20 Jahren, und welche Projektionen legt sie ihren eigenen Planungen zugrunde?

Die Bundesregierung hat im Rahmen der Entwicklung des Energiekonzeptes 2010 Energieszenarien durch mehrere Forschungsinstitute (Prognos, EWI, GWS) erstellen lassen. Die zukünftige Entwicklung der Energiemärkte ist allerdings von zahlreichen Parametern abhängig und demzufolge äußerst unsicher.

Die Bundesregierung macht sich daher die Ergebnisse von Energieszenarien und -prognosen grundsätzlich nicht zu eigen.

14. In welchem Umfang unterscheiden sich nach Auffassung der Bundesregierung bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Ausbauziel von mindestens 35 Prozent im Jahr 2020 und 50 Prozent im Jahr 2030 die Effekte bei der inländischen Wertschöpfung und Beschäftigung einerseits und einer Erneuerung des Kraftwerksparks auf Basis fossiler Energien andererseits?

Es wird auf die Antwort zu Frage 8 verwiesen.

15. In welchem Umfang trägt nach Auffassung der Bundesregierung der Ausbau der erneuerbaren Energien seit dem Jahr 1999 zur inländischen Wertschöpfung und Beschäftigung bei?

Der Ausbau der erneuerbaren Energien leistet einen wachsenden Beitrag zur Beschäftigung in Deutschland. Für das Jahr 2011 ergibt sich nach Angaben von DLR (Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahre 2012 – eine erste Abschätzung – Stand: 14. März 2012) eine Bruttobeschäftigung von 381 600 Personen. Somit sind 0,93 Prozent der Beschäftigung in Deutschland dem Ausbau der erneuerbaren Energien zurechnen. Die Bedeutung des Ausbaus für den Arbeitsmarkt hat in den letzten Jahren kontinuierlich und kräftig zugenommen. Im Jahr 2004 lag der Anteil noch bei 0,41 Prozent, er hat sich also seitdem mehr als verdoppelt. Vor diesem Zeitraum liegen nur weniger verlässliche Schätzungen vor. Will man die gesamtwirtschaftlichen Beschäftigungswirkungen energiepolitischer Maßnahmen abschätzen, müssen deren Nettowirkungen ermittelt werden. Hierbei sind auch mögliche negative Wirkungen wie die Mehrkosten durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz oder die Substitution von Investitionen in herkömmliche Kraftwerke berücksichtigt.

Gesamtwirtschaftliche Arbeitsplatz- und Wachstumseffekte lassen sich nur mittels komplexer gesamtwirtschaftlicher Modelle ermitteln. Studien entsprechend wurde für die Jahre 2009 und 2010 eine Nettobeschäftigung von ca. 70 000 bis 90 000 Arbeitsplätzen durch den Ausbau erneuerbarer Energien ermittelt. Die Bundesregierung macht sich jedoch die Ergebnisse von Energieszenarien und -analysen grundsätzlich nicht zu eigen.

Die genannten Studien hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/arbeit/doc/42761.php veröffentlicht.

16. Teilt die Bundesregierung die Auffassung, dass der Einsatz von Erdgas und Biogas als Kraftstoff im Verkehrssektor den Wettbewerb in diesem Segment fördert und gleichzeitig ein erhebliches Kostensenkungspotenzial für den Einzelnen birgt?

Fossiles Erdgas stellt als ein „Brückenkraftstoff“ eine wichtige umweltfreundliche Alternative dar, übrigens nicht nur bei Pkw, sondern auch bei Lkw und in verflüssigter Form (Liquefied Natural Gas – LNG) in der Schifffahrt. Bei älteren Pkw besteht ein Umweltvorteil bei den Luftschadstoffen gegenüber Benzin und Diesel. Der ebenfalls bestehende CO₂-Vorteil gegenüber Benzin und Diesel kann durch die Ergänzung mit Biomethan noch gesteigert werden, sofern biogene Alt- und Reststoffe genutzt werden. Etwa ein Viertel bis ein Drittel des stofflichen CO₂-Vorteils von Erdgas gegenüber Benzin und Diesel wird im deutschen Erdgasmix durch Methan-Leckemissionen aufgezehrt. Die weitere

Diversifizierung der Energiebasis erhöht den Wettbewerb zwischen den Kraftstoffen. Gleichzeitig braucht jeder neue Kraftstoff seine eigene Infrastruktur, deren Kosten an den Endkunden weitergereicht werden. Bezogen auf das einzelne Fahrzeug stehen den geringeren Energiekosten in der Regel höhere Anschaffungskosten gegenüber. Bis Ende 2018 gelten besonders niedrige Steuersätze für Erdgaskraftstoff. Aber auch unter Geltung des Regelsteuersatzes ab 2019 wird Erdgaskraftstoff weiterhin erhebliche steuerliche Vorteile gegenüber Otto- und Diesekraftstoff haben.

17. Mit welchen Maßnahmen plant die Bundesregierung, den Einsatz von Erdgas und Biogas als Kraftstoff im Verkehrssektor zu unterstützen, und mit welchem Zeithorizont sollen diese Maßnahmen umgesetzt werden?

Die Zulassungszahlen bei Erdgasfahrzeugen sind bislang deutlich hinter den Erwartungen geblieben. Aus Sicht der Bundesregierung müssen zunächst die maßgeblichen Akteure der Energie- und Automobilindustrie selbst Lösungen zur besseren Vermarktung der Erdgasmobilität finden. Unabhängig davon diskutiert die Fachöffentlichkeit im Rahmen des Fachdialoges zur Erarbeitung einer Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS), mit welchen Instrumenten der Kraftstoff Erdgas, auch mit der Ergänzung durch Biomethan, besser in den Markt finden kann. Die MKS soll im Frühjahr 2013 vom Bundeskabinett verabschiedet werden.

18. Mit welcher Entwicklung der Volllaststunden für Offshore-Windkraft rechnet die Bundesregierung bei den ersten 10 GW installierte Leistung im Jahr 2020, und welche Summen an Vergütungszahlungen würden sich ergeben, wenn man zu diesen Volllaststunden die Vergütungszahlungen nach dem EEG-Stauchungsmodell bzw. ohne das Stauchungsmodell annimmt?

Die Anlagen im Offshore-Testfeld alpha ventus haben im Jahr 2011 4 450 Volllaststunden erreicht. Es ist davon auszugehen, dass die Volllaststunden perspektivisch bei zumindest über 4 000 Volllaststunden liegen können. Es müssen aber weitere Erfahrungen in dem Bereich gesammelt werden.

Unter der Annahme, dass eine Offshore-Windenergieanlage mit 5 Megawatt installierter Leistung im Jahr 2020 auch 4 450 Volllaststunden erwirtschaftet, würden in diesem Jahr Vergütungszahlungen in Höhe von etwa 4,2 Mio. Euro anfallen. Für Offshore-Windenergieanlagen, die in 2020 erstmals in Betrieb genommen werden, liegt der Vergütungssatz bei 12,07 Cent/Kilowattstunde. Wenn eine Anlage im Jahr 2020 erstmalig in Betrieb ginge und diese Anlage 4 450 Volllaststunden erreichen sollte, würden Vergütungszahlungen in Höhe von etwa 2,7 Mio. Euro anfallen.

19. Teilt die Bundesregierung die Einschätzung von Marktexperten, dass das jetzige Offshore-Stauchungsmodell für sich genommen ausreichend Anreize für Investoren bietet und gemeinsam mit der Möglichkeit der Nutzung der Direktvermarktung nach Beendigung der erhöhten Anfangsvergütungen zu unnötigen Mehrbelastungen bei den Verbrauchern führen könnte?
20. Wie würde die Bundesregierung eine dementsprechende Anpassung des Stauchungsmodells bewerten, die unnötige volkswirtschaftliche Zusatzkosten verhindert (z. B. durch Herabsetzung der erhöhten Anfangsvergütung oder durch Verringerung des dafür vorgesehenen Zeitraums oder

durch eine verpflichtende Abgabe des Stroms zu 3,5 Cent/kWh nach Auszahlung der Anfangsvergütung)?

Die Fragen 19 und 20 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Derzeit beginnen die Untersuchungen zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts. In dem Zusammenhang wird auch zu analysieren sein, inwiefern die im EEG gesetzten Anreize zum Ausbau der Offshore-Windenergie auch tatsächlich greifen. Derzeit geht die Bundesregierung davon aus, dass die Vergütung für Strom aus Offshore-Windenergienutzung für ausreichende Anreize für den Ausbau sorgt. Der Bundesregierung liegen keine Erkenntnisse darüber vor, ob die Vergütung von Strom aus Offshore-Windenergienutzung zu unnötigen Mehrbelastungen bei den Verbrauchern führen könnte. Erst nachdem die ersten Ergebnisse über die Erfahrungen mit dem EEG vorliegen, können mögliche Weiterentwicklungsoptionen für Regelungen im EEG diskutiert werden.

21. Welches Potenzial sieht die Bundesregierung für den weiteren Ausbau der Onshore-Windkraft vor dem Hintergrund der Ausbauziele der Bundesländer, die Eingang in das Szenario C des Szenarienrahmens zum Netzentwicklungsplan gefunden haben?

Die Realisierung von Windenergieprojekten hängt von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und damit im Wesentlichen von der Höhe der Vergütung nach dem EEG ab. Die Bundesregierung geht davon aus, dass die Potenziale für die Windenergienutzung an Land in Deutschland ausreichend sind, um einen erheblichen Beitrag zum Ziel von 80 Prozent erneuerbare Energien im Strombereich in 2050 leisten zu können.

22. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Kosten der ab Januar 2012 eingeführten Marktprämie und der Managementprämie?
Wie werden sich die Kosten dieser Prämien weiterentwickeln?

Die Marktprämie wurde im Jahr 2012 sehr erfolgreich in Anspruch genommen. Bereits im ersten Jahr wechselten EEG-Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von über 28 000 Megawatt (MW) – Stand November 2012 – in die Marktprämie und sind damit voll in den Großhandelsmarkt für Strom integriert.

Die Mehrkosten der Marktprämie gegenüber der festen Einspeisevergütung ergeben sich aus der Managementprämie. Die Managementprämie ist ein Kostenbestandteil der Marktprämie, durch den u. a. die Kosten für Prognosefehlerausgleich, Börsenzulassung und Handelsanbindung abgedeckt werden.

Die Bundesregierung geht, aufgrund wissenschaftlicher Schätzungen aus der kontinuierlichen Evaluierung der Marktprämie, derzeit davon aus, dass die Auszahlungen der Managementprämie für das Jahr 2012 bei unter 500 Mio. Euro liegen werden. Von diesem Wert müssen die Kosten für die Vermarktung, die auch ansonsten bei den Übertragungsnetzbetreibern für die EEG-Strommengen anfallen würden, abgezogen werden. Diese liegen in einer Größenordnung von ca. 100 Mio. Euro. Damit liegen die durch die Managementprämie verursachten Kosten der Marktprämie vermutlich bei unter 400 Mio. Euro für das Jahr 2012.

Für das Jahr 2013 haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Festlegung der EEG-Umlage für die Managementprämie 427,5 Mio. Euro veranschlagt. Abzüglich der anzulegenden Kosten bei einer Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber geht die Bundesregierung davon aus, dass die Summe der Kosten der Managementprämie im Jahr 2013 auf gut 300 Mio. Euro gesenkt

werden kann. Das Absinken der Summe der Auszahlungen der Managementprämie ist insbesondere auf die Anpassungen durch die Managementprämienverordnung zurückzuführen, die Anfang des Jahres 2013 in Kraft treten wird (siehe Frage 25). Die Entwicklung der Gesamtkosten hängt von der Inanspruchnahme der Marktprämie ab. In den kommenden Jahren wird die Managementprämie spezifisch, d. h. pro Kilowattstunde, weiter abgeschmolzen.

23. In welchem Umfang wird die Marktprämie dazu beitragen, die Erzeugung erneuerbarer Energien zu verstetigen, und welchen Lastprofilen folgt die Erzeugung infolge der Marktprämie?

Ziel der Direktvermarktung ist es, dass sich die Einspeisung erneuerbarer Energien am Strompreis orientiert. Die Marktprämie setzt einen Anreiz, fluktuierende Erneuerbare-Energien-Anlagen bei negativen Preisen abzuregeln und die Stromproduktion steuerbarer Biomasseanlagen in Hochpreisstromzeiten zu verlagern (in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie).

Um eine entsprechende Fahrweise besser zu ermöglichen, beschleunigt die ab 2013 gestaffelte Managementprämie den Aufbau von Infrastruktur zur steuerbaren Fahrweise von EEG-Anlagen, d. h. insbesondere die Onlineerfassung der Ist-Einspeisung von EEG-Anlagen durch Direktvermarkter und technische Konzepte zur Fernsteuerbarkeit der Anlagen.

Bezüglich der Bereitstellung dieser Infrastruktur befinden sich viele Anlagenbetreiber derzeit noch in einem Umstrukturierungsprozess, in dessen Rahmen sie Lernkurven durchlaufen müssen. Aus diesem Grund sind derzeit nur in sehr begrenztem Umfang belastbare Daten zur Bewertung der Marktprämie verfügbar.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens des BMU „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien“ durch das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI, der Becker Büttner Held und dem Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V., wird die Nutzenwirkung der Marktprämie untersucht. Das Vorhaben hat eine Laufzeit von drei Jahren.

24. Wie erklärt die Bundesregierung den Umstand, dass die der Marktprämie zugrunde liegenden Kennzahlen für die Wertigkeit des gehandelten Stroms deutlich von den Zahlen abweichen, die der Konzeption der Prämie zugrunde lagen?

Sofern diese Frage auf die Monatsmittelwerte des jeweiligen energieträgerspezifischen Marktwertes zielt, die zur Ermittlung der Prämienhöhe herangezogen werden, ist darauf hinzuweisen, dass bei der Konzeption der Marktprämie bewusst keine Ex-ante-Festlegung der Wertigkeit des EEG-Stroms vorgenommen wurde, sondern eine Ex-post-Bestimmung zu Grunde gelegt wird. Der Grund hierfür ist, dass der Marktwert energieträgerspezifisch bei den unterschiedlichen Technologien Schwankungen unterliegen kann. Zu den Einflussfaktoren gehört dabei u. a. auch das Verhältnis von Wind- und Photovoltaikeinspeisung. Insofern ist es zu keiner Abweichung gekommen. Die aktuelle Entwicklung der relativen Marktwerte im Jahr 2012 bewegt sich in erwartbaren Korridoren. Zur weiteren Erläuterung wird auf die Studie „Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung“ des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung verwiesen (www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/x/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_FP_IEWT_2011.pdf?WSESSIONID=51f2859d78c03e45991adce6dffd2b7f).

Sofern diese Frage auf die anzulegenden Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber für EEG-Strom zielt, so sind deren geringere Vermarktungskosten primär auf die veränderten Rahmenbedingungen bei der Vermarktung von EEG-Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber (Abschaffung der Bandlieferung, Vermarktung über den Spothandel) sowie auf die Anpassung der Marktbedingungen auf den Reservemärkten durch die Bundesnetzagentur (Netzregelverbund, gemeinsame Merit Order, gemeinsame Dimensionierung der Regelreserve) zurückzuführen. Die positiven Auswirkungen dieser Veränderungen haben sich erst zeitverzögert gezeigt, so dass sie bei der Konzeption der Marktprämie noch nicht berücksichtigt werden konnten.

25. Welche Erkenntnisse und Informationen hat die Bundesregierung darüber, dass die Managementprämie zu hoch dimensioniert ist?

Welche Rückschlüsse zieht sie gegebenenfalls daraus?

Die bei der Marktprämie anzulegenden Vermarktungskosten für EEG-Strom fallen sogar niedriger aus als im Jahr 2011 prognostiziert (siehe Frage 24). Konkret wurde bei der Parametrisierung der Marktprämie für den Profilservice der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der Übertragungsnetzbetreiberprognose aus dem Jahr 2011 von ca. 412 Mio. Euro ausgegangen (spezifisch 5,8 Euro/MWh). Die tatsächlichen Kosten liegen allerdings laut Übertragungsnetzbetreiberprognose aus dem Jahr 2012 lediglich bei 156 Mio. Euro (2,5 Euro/MWh).

Wegen der Unsicherheiten bei der Festlegung insbesondere des Parameters für die Profilservicekosten hat die Bundesregierung eine entsprechende Anpassungsmöglichkeit durch eine Verordnung vorgesehen. Auf dieser Grundlage und infolge der neuen Erkenntnisse konnte das Bundeskabinett im August 2012 die Managementprämie ab dem Jahr 2013 anpassen. Sie wird für Windenergie- und Photovoltaikanlagen ab dem Jahr 2013 noch stärker als ursprünglich vorgesehen von 12 Euro/MWh (2012) auf 6,5 bzw. 7,5 Euro/MWh für fernsteuerbare Anlagen abgesenkt. Die Absenkung gilt sowohl für Bestandsanlagen als auch für Neuanlagen und wird auch für die nachfolgenden Jahre entsprechend fortgeschrieben.

Mit der Differenzierung der Managementprämie anhand der Anlagenfernsteuerbarkeit wird zudem ein Anreiz gesetzt, Anlagen schneller mit der Fernsteuertechnik auszustatten, um eine am Strompreis orientierte Steuerung der Anlagen durch Dritte zu erleichtern. Die differenzierte Absenkung gilt sowohl für Bestandsanlagen als auch für Neuanlagen.

26. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Entwicklung und Höhe des Liquiditätspuffers im EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber für das laufende Jahr und über die Höhe für die nächsten 10 Jahre?

Gibt es eine absolute Obergrenze für die Höhe des Liquiditätspuffers?

Seit 2012 können die Übertragungsnetzbetreiber bei der Berechnung der EEG-Umlage eine Liquiditätsreserve in Höhe von bis zu 10 Prozent der Differenzkosten vorsehen. Die Umlage 2012 enthält eine Liquiditätsreserve in Höhe von 3 Prozent bzw. 0,099 Cent/kWh, und im Jahr 2013 sind es 10 Prozent bzw. 0,418 Cent/kWh. Eine fixe Obergrenze gibt es nicht. Wie sich die Liquiditätsreserve in den kommenden Jahren entwickelt, hängt insbesondere von der Entwicklung der Differenzkosten ab. Die im Rahmen der Umlage 2012 angesetzte Liquiditätsreserve wurde vollständig in Anspruch genommen, da die Umlageprognose die tatsächliche Entwicklung der Differenzkosten deutlich unterschätzt hat. Trotz Liquiditätsreserve betrug das Defizit auf dem EEG-Konto zum 30. September 2012 2,6 Mrd. Euro. Ohne Ansatz einer Liquiditätsreserve wäre dieses Defizit entsprechend höher ausgefallen und hätte zu einer stärkeren Erhöhung der EEG-Umlage 2013 geführt.

27. Wie verhält sich der Aufbau eines Liquiditätspuffers im EEG-Konto zu den Forderungen nach einer Begrenzung der EEG-Umlage?

Die Liquiditätsreserve dient vor dem Hintergrund der in der Vergangenheit teilweise sehr hohen negativen Salden dazu, die monatlichen Schwankungen auf dem EEG-Konto abzufedern und so die Unsicherheiten für die Übertragungsnetzbetreiber auf ein tragbares Maß zu reduzieren. Insoweit hat die Liquiditätsreserve eher den Charakter einer einmaligen Belastung. Wird die Liquiditätsreserve nicht benötigt, wirkt sie mindernd auf die Entwicklung der EEG-Umlage im Folgejahr. So ergibt sich im Folgejahr aus der Liquiditätsreserve nur in dem Maße eine zusätzliche Belastung der EEG-Umlage, wie die Differenzkosten ansteigen; die zusätzliche Belastung entspräche dann 10 Prozent des Anstiegs der Differenzkosten. Wird die Liquiditätsreserve dagegen in Anspruch genommen, so ist die damit verbundene effektive Belastung der EEG-Umlage im Folgejahr nicht ursächlich der Liquiditätsreserve zuzuordnen, sondern der von der Prognose der Umlage abweichenden Entwicklung (also z. B. einem schnelleren als prognostizierten Ausbau der erneuerbaren Energien oder einem niedrigeren als prognostizierten Börsenpreis).

28. Welche Informationen hat die Bundesregierung über die Kostenhöhe des Saldenausgleichs (bitte nach der Höhe pro Jahr für die nächsten 10 Jahre aufgliedern)?

In der EEG-Umlage 2013 ist zum Ausgleich des EEG-Kontos zum 30. September 2012 (rund 2,6 Mrd. Euro Minus) ein Posten von 0,67 Cent/kWh enthalten. Eine Prognose über die weitere Kostenhöhe des Saldenausgleichs ist sinnwidrig. Die EEG-Umlage soll ja gerade so angesetzt werden, dass sie die tatsächlichen Kosten abdeckt und sich insoweit kein Ausgleichsbedarf ergibt. Dies wird auch in Prognosen zur EEG-Umlage unterstellt.

29. Welche Informationen hat die Bundesregierung über die Kosten zum besonderen Ausgleichsmechanismus ab dem Jahr 2013?

Wie wirkt sich diese Entwicklung auf die EEG-Umlage in Cent/kWh im Übrigen aus?

Gäbe es die Besondere Ausgleichsregelung nicht, so ergäbe sich im Jahr 2013 für die privilegierte Strommenge (gemäß Annahme der Übertragungsnetzbetreiber rund 96 TWh) eine EEG-Umlage i. H. v. rund 4 Mrd. Euro; die EEG-Umlage würde dann um etwa 1 Cent/kWh unter dem festgelegten Niveau liegen. Die weitere Entwicklung hängt insbesondere davon ab, wie sich die Differenzkosten des EEG entwickeln.

30. Welche Erkenntnisse hat die Bundesregierung über die unterschiedliche Höhe der Netzentgelte und die hierdurch stärkere EEG-bedingte Belastung von Endkunden im Osten von Deutschland (bitte nach der Höhe pro Jahr für die letzten 10 Jahre und nach Bundesländern aufgliedern)?

In welchem Umfang stehen dem Wertschöpfung, Beschäftigung sowie Steueraufkommen in den ostdeutschen Bundesländern gegenüber?

Für die Jahre 2003 bis 2005 liegen keine Erkenntnisse vor, da in diesem Zeitraum keine Netzentgelte separat ausgewiesen wurden. Eine Unterscheidung der Höhe der Netzentgelte nach Bundesländern ist nach Angaben der Bundesnetzagentur wegen der länderübergreifenden Tätigkeit von Netzbetreibern ebenfalls nicht möglich.

Unterschiede hinsichtlich der Stromnetzentgelthöhe können sich aber vor allem durch Unterschiede bei verschiedenen Einflussfaktoren (z. B. Besiedlungs-

dichte, Netzlast, Altersstruktur des Netzes, Effizienz des Netzbetreibers) ergeben. Wesentliche Ursache für zum Teil höhere Netzentgelte in Ostdeutschland dürften nach Angaben der Bundesnetzagentur insbesondere die Altersstruktur und die geringere Netzlast sein.

Vorhandene Effekte auf Wertschöpfung, Beschäftigung und Steueraufkommen können von der Bundesregierung mangels vorhandener Daten nicht beziffert werden.

31. Unterstützt die Bundesregierung den Vorschlag, die Kosten des Netzausbaus bundesweit umzulegen?

Die Wirtschaftsministerkonferenz hat im Herbst 2011 die Einrichtung einer Bund-Länder-Arbeitsgruppe zur Erörterung einer möglichen bundesweiten Wälzung EEG-bedingter Netzbetriebs- und Ausbaurkosten beschlossen. Diesem Beschluss entsprechend hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie die Bundesländer, die Bundesnetzagentur sowie die hauptsächlich betroffenen Bundesressorts zu Arbeitsgruppensitzungen eingeladen. In einem ersten Schritt sollte geklärt werden, ob sich einzelne Netzbetriebskosten bzw. -ausbaurkosten zumindest potenziell dem Ausbau der erneuerbaren Energien zuordnen lassen. Danach war zu prüfen, ob diese potenziell zuordenbaren Kosten umgelegt werden oder ob diese in den einzelnen Netzgebieten verbleiben sollen.

Die Frage, ob der Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgrenzbaren Ausbaubedarf in den Verteilnetzen nach sich zieht, sollte nach dem Basisjahr der zweiten Regulierungsperiode der Anreizregulierung (Strom 2011) über einen gewissen Zeitraum (z. B. zwei Jahre) weiter untersucht werden. Dies ermöglicht eine Analyse auf Grundlage von Daten, die sich durch einen gewissen Grad an Kontinuität auszeichnen und auf die zum Analysezeitpunkt bereits über einen Zeitraum von einigen Jahren die Folgen der Energiebeschlüsse aus dem Jahr 2011 sowie des beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie gewirkt haben. Auf Basis dieser Ergebnisse sollte dann darüber entschieden werden, ob und in welchem Umfang zu diesem zukünftigen Zeitpunkt dann gegebenenfalls eine Wälzung so genannter EEG-bedingter Netzausbaucosten erforderlich und sinnvoll sein könnte. Auf Basis der Anfang des Jahres 2012 vorliegenden Daten der Bundesnetzagentur konnten einzelne Netzbetriebskosten jedenfalls nicht in einen eindeutigen Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien gestellt werden.

32. Um welchen Betrag steigen die Netznutzungsentgelte für private und gewerbliche Endkunden aufgrund der Ausnahmeregelung für die energieintensive gewerbliche Wirtschaft und die Land- und Forstwirtschaft seit dem Jahr 2000 (bitte für die einzelnen Maßnahmen nach Jahren aufschlüsseln)?

Für die Jahre 2007 bis 2011 ist eine Differenzierung der Zahlen im Sinne der Frage nicht möglich. Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkungen für die Kundengruppen „Haushaltskunden“ und „Gewerbekunden“ für die Jahre 2012 und 2013:

Jahr	Betrag – Haushaltskunden	Betrag – Gewerbekunden
2012	LV-Gruppe A: 0,151 ct/kWh	LV-Gruppe A: 0,151 Cent/kWh LV-Gruppe B: 0,050 Cent/kWh
2013	LV-Gruppe A: 0,329 ct/kWh	LV-Gruppe A: 0,329 Cent/kWh LV-Gruppe B: 0,050 Cent/kWh

(Die Berechnungen beziehen sich auf den von Eurostat normierten Dc-Fall bzw. den Ib-Fall)

Es wurden folgende Definitionen zugrunde gelegt:

Letztverbrauchergruppe A: Strommengen von Letztverbrauchern für die jeweils ersten 100 000 kWh je Abnahmestelle.

Letztverbrauchergruppe B: Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle 100 000 kWh übersteigt, zahlen zusätzlich für über 100 000 kWh hinausgehende Strombezüge eine maximale § 19 StromNEV-Umlage von 0,05 Cent/kWh (Stromnetzentgeltverordnung, § 19 Sonderformen der Netznutzung).

33. Wie hoch sind die Einnahmeausfälle der öffentlichen Haushalte durch die Steuerbegünstigungen für die energieintensive gewerbliche Wirtschaft und die Land- und Forstwirtschaft bei der Strom- und Energiebesteuerung und die daraus resultierenden Mindereinnahmen bei der Umsatzsteuer seit dem Jahr 2000 (bitte für die einzelnen Maßnahmen nach Jahren aufschlüsseln)?

Das Energiesteuergesetz (EnergieStG) und das Stromsteuergesetz (StromStG) enthalten verschiedene Steuerbegünstigungstatbestände, die sich an Unternehmen des Produzierenden Gewerbes richten. Dabei handelt es sich insbesondere um die Steuerentlastung für bestimmte – in der Regel besonders energieintensive – Prozesse und Verfahren (§ 51 EnergieStG, § 9a StromStG), die so genannte allgemeine Steuerermäßigung (§ 54 EnergieStG, § 9b StromStG) und den so genannten Spitzenausgleich (§ 55 EnergieStG, § 10 StromStG). Die allgemeine Steuerermäßigung richtet sich auch an Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft.

Die erbetenen Informationen zu den auf die oben genannten Begünstigungstatbestände entfallenden Steuermindereinnahmen seit dem Jahr 2000 ergeben sich im Wesentlichen aus den Subventionsberichten der Bundesregierung und der Energiesteuerstatistik des Statistischen Bundesamtes (Fachserie 14, Reihe 9.3). Danach stellen sich die Einnahmeausfälle in den Jahren 2000 bis 2011, wie aus der als Anlage beigefügten Tabelle ersichtlich, dar.

Nennenswerte Auswirkungen auf das Umsatzsteueraufkommen sind nach derzeit geltender Rechtslage schon deshalb ausgeschlossen, weil alle Begünstigungen in Form von Steuerentlastungen gewährt werden, die Energieerzeugnisse bzw. der elektrische Strom also in aller Regel voll versteuert von den Verwendern bezogen werden. Bis einschließlich 2010 wurde die allgemeine Steuerermäßigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft bei der Stromsteuer in Form eines ermäßigten Steuersatzes gewährt. Gleichwohl dürften relevante Auswirkungen auf das Umsatzsteueraufkommen infolge dieser Steuerbegünstigung auszuschließen sein, weil es sich bei den begünstigten Unternehmen zu einem großen Teil um vorsteuerabzugsberechtigte Unternehmen handelt.

34. Wie ist sichergestellt, dass die Begünstigung von Unternehmen bei der Entrichtung der EEG-Umlage zielgerichtet nur solchen Unternehmen hilft, die entsprechende Unterstützung im internationalen Wettbewerb benötigen?

Bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes ist es schwer, rechtssicher und leicht administrierbar zu definieren, wann ein Unternehmen im internationalen Wettbewerb steht und wann nicht. Dabei kommt es z. B. nicht darauf an, ob ein Unternehmen stark auf ausländischen Märkten aktiv ist. Denn ein Unternehmen steht auch im Inland mit ausländischen Konkurrenten im Wettbewerb. Vor diesem Hintergrund unterstellt das EEG, dass Unternehmen des Produzierenden Gewerbes grundsätzlich im internationalen Wettbewerb stehen. Für diese Un-

ternehmen wird die EEG-Umlage begrenzt, wenn ihre Stromkosten von besonderer Relevanz sind. Dies ist nach dem EEG der Fall, wenn deren Stromkosten einen Anteil von mindestens 14 Prozent der Bruttowertschöpfung haben und der Stromverbrauch an einer Stromabnahmestelle mindestens eine Gigawattstunde im Jahr beträgt. Die Begünstigung erfolgt nicht für das gesamte Unternehmen, sondern bezogen auf einzelne Stromabnahmestellen. Dies zielt darauf ab, eine Belastung durch die EEG-Umlage nur für diejenigen Bereiche eines Unternehmens zu vermeiden, für die die Stromkosten tatsächlich eine hohe Bedeutung haben.

Um einem Missbrauch dieser Regelung entgegenzuwirken, wurde durch die Einführung des § 3 Nummer 4a, 13 und 14 im EEG 2012 der Kreis der potenziell begünstigten Unternehmen eingeschränkt. In der Folge werden beispielsweise Unternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft in Zukunft nicht mehr begünstigt. Diese Einschränkungen werden jedoch erst im Jahr 2013 wirksam. Allerdings kann durch die neue Regelung nicht vollständig ausgeschlossen werden, dass in Einzelfällen auch Unternehmen die Kriterien erfüllen, die nicht im internationalen Wettbewerb stehen. Dies lässt sich im Rahmen einer allgemeinen, einfach umsetzbaren Regelung faktisch nicht verhindern. Derartige Entwicklungen werden aber kontinuierlich beobachtet und bei der regelmäßig erfolgenden Weiterentwicklung des EEG berücksichtigt.

Schienenbahnen stehen regelmäßig nicht im internationalen Wettbewerb. Hier erfolgt eine Entlastung von der EEG-Umlage aus verkehrspolitischen Gründen (intermodale Wettbewerbsfähigkeit).

35. Wie wird begründet, dass die Begünstigung bei der EEG-Umlage zwar an die Erstellung einer Analyse zur Erschließung von Einspar- und Effizienzpotenzialen gekoppelt wird, die dabei identifizierten Maßnahmen aber nicht umgesetzt werden müssen, um in den Vorteil der Umlagebegünstigung zu gelangen?

Die Umsetzung von erkannten Energieeinspar- und Effizienzpotenzialen ist eine Entscheidung, die die Unternehmen vor dem Hintergrund ihrer wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit und ihrer Investitions- und Sozialplanung treffen müssen. Sofern es sich um hinreichend wirtschaftliche Potenziale handelt, geht die Bundesregierung davon aus, dass die Unternehmen diese im Rahmen ihrer Leistungsfähigkeit zeitnah umsetzen.

36. Welchen Umfang haben die nicht umgesetzten Einspar- und Effizienzpotenziale?
Welche Gründe gibt es dafür, und wie will die Bundesregierung gegebenenfalls sicherstellen, dass sie dazu entsprechende Informationen erhält?

Der Bundesregierung liegen keine Erkenntnisse darüber vor, welchen Umfang die im Rahmen der Energiemanagementsysteme aufgedeckten und nicht umgesetzten Einspar- und Effizienzpotenziale haben. Die Bundesregierung plant im Rahmen der Antragsverfahren zur Besonderen Ausgleichsregelung keine Erhebung dieser Daten.

37. Welche rechtlichen Möglichkeiten bestehen bzw. müssten geschaffen werden, um die Umsetzung von identifizierten Einspar- und Effizienzpotenzialen als Voraussetzung für eine Begünstigung sicherzustellen?

Dies müsste im EEG neu verankert werden. Ob derartige Maßnahmen in rechtlicher, wirtschaftlicher und administrativer Hinsicht umsetzbar wären, kann derzeit nicht abgeschätzt werden.

38. Welche Höhe wird die Begünstigung von Unternehmen im Rahmen der erweiterten Ausgleichsregelung im EEG 2012 einnehmen?

Welcher Aufschlag auf die Netznutzungsentgelte für nicht privilegierte Stromkunden ergibt sich rechnerisch daraus?

Im Rahmen des Antragsverfahrens beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle wurden aufgrund der im EEG 2012 erfolgten Ausweitung der Regelung zusätzlich 9 289 GWh angemeldet. Inwieweit diese angemeldete Strommenge begünstigt wird, kann derzeit nicht ermittelt werden, da das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle erst Ende Februar 2013 vollständig über das Antragsverfahren entschieden haben wird.

Ein Zusammenhang zur Höhe der Netznutzungsentgelte besteht nicht.

Externe Kosten und Umweltlasten der konventionell-fossilen Energienutzung

39. In welcher Höhe lassen sich negative externe Kosten (Ausstoß von Kohlendioxid, Stickoxide und weitere Luftschadstoffe) infolge des Energieverbrauchs für die Verstromung auf Basis von Kohle, Mineralöl und Erdgas beziffern?

Eine allgemein anerkannte Methodik und Quantifizierung externer Kosten ist der Bundesregierung nicht bekannt. Die wissenschaftlichen Ergebnisse aus der Beschäftigung mit der Abschätzung externer Effekte sowie Versuche ihrer Quantifizierung finden bereits seit mehreren Jahrzehnten statt. Die geschätzte Bandbreite der externen Kosten ist dabei groß und abhängig von den gewählten Annahmen. Abschätzungen zu CO₂-Vermeidungskosten und Schadenskosten wurden unter anderem im EU-geförderten NEEDS-Projekt (New Energy Externalities Developments for Sustainability, NEEDS 2009) durchgeführt. Die dort errechneten Werte variieren von nahe null bis zu mehreren hundert Euro/t CO₂ je nach gesetzten Annahmen. Das Umweltbundesamt geht von 40 bis 120 Euro/t CO₂ aus und hat aufbauend auf diesen Werten Schätzwerte für die spezifischen Umweltschäden und CO₂-Kosten in Cent pro Kilowattstunde Strom für die verschiedenen Energieträger berechnet (Quelle: Umweltbundesamt).

40. Wie werden sich nach Einschätzung der Bundesregierung die Energiepreise für die Endverbraucher von Strom, Wärme und Warmwasser verändern, wenn alle externen Kosten auf den jeweiligen Brennstoff aufgeschlagen werden und keinerlei Subventionen oder Querfinanzierungen erfolgen (Kostenwahrheit)?

Die Internalisierung externer Kosten, sofern vorhanden, würde per definitionem zu einer Erhöhung der Preise führen, die aber seitens der Bundesregierung nicht eindeutig quantifiziert werden können. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 39 verwiesen.

41. Wie wird die Bundesregierung sicherstellen, dass die Nutzer von Endenergie für die mit ihrem Energieverbrauch verbundenen externen Kosten aufgeklärt werden?

Aufgrund der in der Antwort zu Frage 39 erwähnten Unsicherheiten sind eindeutige und individuelle Angaben zu externen Kosten nicht möglich. Externe Kosten werden allerdings – wenn auch nur teilweise – durch bestehende Instrumente wie Steuern und Abgaben internalisiert und fließen insoweit in die Endverbraucherpreise ein.

42. In welcher Höhe lassen sich negative externe Kosten (Ausstoß von Kohlendioxid, Stickoxide und weitere Luftschadstoffe) infolge des Energieverbrauchs für Heizzwecke und Warmwasserbereitung auf Basis von Mineralöl und Erdgas (bitte getrennt auflisten) einer durchschnittlichen, nicht sanierten Mietwohnung mit Baujahr vor Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung bei durchschnittlichem Nutzerverhalten zuordnen?
43. In welcher Höhe lassen sich externe Kosten (Ausstoß von Kohlendioxid, Stickoxide und weitere Luftschadstoffe) infolge des Energieverbrauchs für Heizzwecke und Warmwasserbereitung auf Basis von Mineralöl und Erdgas eines durchschnittlichen, nicht sanierten freistehenden Einfamilienhauses mit Baujahr vor und nach (bitte getrennt auflisten) Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung bei durchschnittlichem Nutzerverhalten zuordnen?

Die Fragen 42 und 43 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Eine Antwort auf diese Fragen wäre lediglich mit Hilfe von umfangreichen Studien möglich.

Preisbildung an der Börse

44. Ist der Preisbildungsmechanismus an der Strombörse ausreichend transparent und reguliert, um Missbrauch zu Lasten der Verbraucher zu verhindern?

Wenn nicht, welche weiteren Regulierungsmaßnahmen sind hier geplant?

Mit der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (auch REMIT-Verordnung) ist Ende des Jahres 2011 ein umfassendes europaweit geltendes gesetzliches Regime zur Verbesserung der Integrität auch auf dem Stromgroßhandelsmarkt in Kraft getreten. Die Regelungen erfassen auch den Handel an Strombörsen. Im Kern verbieten sie Marktmanipulation und Insiderhandel und erstrecken damit der finanzmarktrechtlichen Marktmissbrauchsverbote auf den Energiegroßhandel. Ergänzend wird durch die Verordnung die Grundlage für ein europaweites Aufsichtsregime geschaffen, in dessen Mittelpunkt die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) steht. Sie soll Handels- und Fundamentaldaten umfassend sammeln und auf Unregelmäßigkeiten hin analysieren. Die nationalen Energieregulierer finden ihre wichtigste Rolle in der Durchsetzung der Verbotsregelungen.

Mit diesem Regime, das zur Zeit noch im Aufbau ist, ist eine sehr umfassende Struktur geschaffen worden mit dem Ziel, einen wirksameren Schutz des Verbrauchers vor Marktmissbrauch zu gewährleisten und das Vertrauen der Marktteilnehmer in den Markt und seine Preisbildungsmechanismen zu stärken.

Mit dem aktuellen Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas – Markttransparenzstellengesetz – führt der Bundesgesetzgeber die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates durch. In diesem Rahmen regelt er nicht nur die erforderlichen behördlichen Durchsetzungsbefugnisse, sondern legt auch die Sanktionen fest. Daneben errichtet er ergänzend eine Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas bei der Bundesnetzagentur. In ihr nehmen die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt einvernehmlich die Aufgaben der Markttransparenzstelle wahr. Die Details der Zusammenarbeit zwischen der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt werden in einer Kooperationsvereinbarung geregelt. Die Marktbeobachtung und laufende Analyse der rele-

vanten Marktdaten durch die Markttransparenzstelle werden insbesondere auch die Aufdeckung missbräuchlichen Verhaltens marktbeherrschender Unternehmen durch kartellrechtlich unzulässige Einflussnahme auf die Preisbildung an der Strombörse zu Gunsten der Verbraucher erleichtern.

45. Sieht die Bundesregierung den Bedarf, die Prognosepflichten von Stromvertriebsunternehmen an der Strombörse zu präzisieren, so dass eine Manipulation von Strommengen ausgeschlossen ist?

Nein. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 44 verwiesen.

46. Wie erklärt sich die Bundesregierung, dass aufgrund von Wettervorhersagen vermutete Börsenpreise auch dann nicht eintreten, wenn die Vorhersage zutrifft?

Die Börsenpreise werden je nach Produkt und Marktsegment (Terminmarkt, day ahead und Intraday) durch jeweils unterschiedliche Verfahren bestimmt (zur Beschreibung der Preisbildungsverfahren an der European Energy Exchange – EEX – in Leipzig und der Spotbörse EpexSpot in Paris vgl. die näheren Informationen auf www.eex.com/de/ und auf www.epexspot.com/de/). In die Preisbildung fließen neben der Wettervorhersage viele weitere Informationen ein wie etwa Brennstoffkosten, Nachfragesituation, Ausfälle von Erzeugungskapazitäten, aber – insbesondere bei längerfristigen Geschäften – auch Erwartungen etwa der Marktteilnehmer. Vor diesem Hintergrund ist das Zutreffen einer Wetterprognose nur ein Einflussfaktor unter vielen. Selbst wenn die zu Grunde liegende Wetterprognose richtig war, kann sich der Börsenpreis daher trotzdem anders entwickeln als vermutet.

47. Welche Möglichkeiten sind nach Information sowie nach Auffassung der Bundesregierung angesichts steigender Differenzkosten, erhöhter Offshorevergütung durch das Stauchungsmodell und verstärkter Privilegierung im Industriestromverbrauch denkbar, um die EEG-Umlage nicht weiter ansteigen zu lassen?

Bei dem Gespräch zwischen der Bundeskanzlerin, Dr. Angela Merkel, und den Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder am 2. November 2012 im Bundeskanzleramt bestand Einigkeit darüber, dass eine Reform des EEG erforderlich ist. Die Entwicklung der EEG-Umlage ist dabei ein zentraler Punkt. Entsprechend dem Beschluss des Koalitionsausschusses vom 4. November 2012 wird die Bundesregierung dazu bis zum März 2013 Ergebnisse vorlegen.

48. Wie verhalten sich bei starkem Eintrag von EEG-Strom und demzufolge sinkendem Börsenpreis (Merit-Order-Effekt) die Vermarktungseinbußen in der EEG-Umlage zu den Kosteneinsparungen durch den geringeren Börsenpreis?
49. Wie bewertet die Bundesregierung den Umstand, dass die EEG-Umlage unweigerlich ansteigt, wenn der Börsenpreis für Strom infolge vermehrter Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien sinkt, und wie wird dieser Effekt im Rahmen der Begrenzung der Umlagenhöhe berücksichtigt?

50. Welche Maßnahmen plant die Bundesregierung, um diesen Effekt künftig so zu nutzen, dass er sich mindernd auf die EEG-Umlage auswirkt?

Die Fragen 48 bis 50 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die erneuerbaren Energien haben aufgrund des allein an den variablen Kosten der Stromerzeugung ausgerichteten Preisbildungsmechanismus preissenkende Auswirkungen an der Strombörse. Hieraus resultieren geringere Strombeschaffungskosten für Energieversorgungsunternehmen und Großabnehmer, die ihren Strom direkt an der Börse beziehen. Der Merit-Order-Effekt lässt sich allerdings nicht exakt berechnen, sondern muss mittels komplexer wissenschaftlicher Modelle abgeschätzt werden. Unterschiedliche wissenschaftliche Modelle führen dabei zu unterschiedlichen Ergebnissen. Daher ist eine Kalkulation im Rahmen der EEG-Umlage-Prognose, bzw. im Rahmen des privilegierten Letztverbrauches derzeit nicht möglich. Die Bundesregierung verfolgt die Diskussion zum Merit-Order-Effekt.

Im Übrigen signalisiert ein sinkender Börsenpreis bei steigender Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien auch eine sinkende Wertigkeit dieses Stroms. So führt eine steigende Einspeisung von Strom z. B. aus Photovoltaikanlagen zur Mittagszeit perspektivisch dazu, dass der zusätzliche Strom zu dieser Zeit nicht mehr gebraucht bzw. nur dann nachgefragt wird, wenn der Preis entsprechend niedrig ist.

51. Wie lässt sich grundsätzlich die Vermarktung des nach dem EEG vergüteten Stroms an der Börse optimieren, so dass die Differenzkosten minimiert werden?

Wann ist ggf. mit entsprechenden Maßnahmen zu rechnen, und wie sehen diese aus?

Die Vermarktung des nach EEG-vergüteten Stromes ist Gegenstand laufender Beratungen und Forschungsvorhaben.

Grundsätzlich erfolgt die Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Direktvermarkter (Anlagen in der Marktprämie) oder die Übertragungsnetzbetreiber (Anlagen in der festen Einspeisevergütung).

Wie in der Antwort zu Frage 23 beschrieben, reizt die Marktprämie eine am Strompreis orientierte Einspeisung erneuerbarer Energien an. Dadurch können die EEG-Differenzkosten verringert werden.

Darüber hinaus könnten die Direktvermarkter über die Strombörse hinaus neue Vermarktungswege für ihre Erneuerbare-Energien-Strommengen erschließen, beispielsweise den Handel negativer Regelleistung aus Windenergie am Regelleistungsmarkt. Dadurch werden zwar die EEG-Differenzkosten selbst nicht in jedem Fall verringert. Grundsätzlich könnten aber durch eine erhöhte Anbietervielfalt auf den Regelenergiemärkten die Preise dort sinken. Dies hätte eine Absenkung der Systemkosten insgesamt zur Folge.

Die Übertragungsnetzbetreiber können an der Strombörse die Vermarktung ihrer EEG-Strommengen durch die Senkung der Kosten des Prognosefehlers fluktuierender erneuerbarer Energien optimieren. Dazu kann grundsätzlich eine verbesserte Prognosegüte und/oder ein Handel der Strommengen fluktuierender erneuerbarer Energien möglichst nah zum Lieferzeitpunkt beitragen. Ein Beispiel ist die Korrektur der am Spotmarkt gehandelten Mengen am Intraday-Markt. Hier hat sich seit Ende 2010 einiges getan. Durch die Verkürzung der untertäglichen Fahrplananmeldung konnte der Handelsschluss an der EPEX Spot (Strombörse) auf 45 Minuten vor der Lieferung verkürzt werden. Ende

2011 hat die EPEX Spot Viertelstundeprodukte eingeführt, die ebenfalls eine bessere Anpassung der Vermarktung an die Erzeugung ermöglichen und damit die Kosten für Ausgleichsenergie reduzieren.

Nach aktueller Gesetzeslage ist eine Erschließung neuer Vermarktungswege über den Spot- und Intraday-Markt hinaus für die Übertragungsnetzbetreiber nicht möglich.

Die Bundesnetzagentur ist jedoch in ihrem Evaluationsbericht (abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/EvaluierungsberichtAusglMechV_Basepage.html?nn=135464) über den Ausgleichsmechanismus zu dem Ergebnis gekommen, dass bei größerer Freiheit bei der Vermarktung größere (Optimierungs-)Chancen entstehen können.

Allerdings weist sie auch darauf hin, dass diese Chancen Risiken bergen und gleichzeitig noch unbekannte Wechselwirkungen mit der Marktprämie entstehen könnten. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur lässt sich die Vermarktung des EEG-Stroms am besten im Wege gestärkter Direktvermarktung verbessern. Das BMU nimmt sich dieses Themas im Rahmen seines EEG-Erfahrungsberichtes bereits an.

52. Welche Maßnahmen plant die Bundesregierung, um sicherzustellen, dass an der Börse nur jene Strommengen vermarktet werden, die auch transportiert werden können?

Zurzeit plant die Bundesregierung insoweit keine Maßnahmen.

53. Welche Einflüsse hätte ein funktionierender Emissionshandel mit einem durchschnittlichen Emissionspreis von 20 Euro, 25 Euro und 30 Euro pro Zertifikat auf die EEG-Differenzkosten und die Wirtschaftlichkeit von neu zu bauenden Gaskraftwerken?

Ein höherer CO₂-Preis verbessert die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungsanlagen mit geringen spezifischen CO₂-Emissionen gegenüber solchen mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen. Die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energien und effizienten Gaskraftwerken würde sich daher voraussichtlich im Vergleich zu Kohlekraftwerken verbessern, die Anreize zum Neubau von Gaskraftwerken würden sich demnach erhöhen. Ein höherer CO₂-Zertifikatspreis führt zudem zu höheren Börsenstrompreisen und folglich geringeren Differenzkosten (EEG-Vergütung abzüglich der Vermarktungserlöse der Übertragungsnetzbetreiber).

Wärmesektor

54. Welches sind die Gründe dafür, dass die Bundesregierung noch immer keinen Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) vorgelegt hat, obwohl sie dazu bis zum 31. Dezember 2011 gesetzlich verpflichtet war und ein entsprechender Bericht zuletzt von der Parlamentarischen Staatssekretärin beim Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Katherina Reiche, bis zum Sommer 2012 angekündigt worden ist?

Die Arbeiten am Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) haben sich verzögert, da aufgrund der komplexen Sachzusammenhänge im Wärmemarkt und schwierigen Datenlage bei dieser erstmaligen Erfahrungsanalyse ergänzende fachliche Forschungsarbeiten notwendig waren.

Der Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) wurde Ende 2012 dem Deutschen Bundestag vorgelegt.

55. Ist noch in dieser Legislaturperiode mit einer Novelle des EEWärmeG zu rechnen, und wenn ja, wann wird nach heutigem Planungsstand ein entsprechender Gesetzentwurf im Kabinett beschlossen werden?

Die Bundesregierung plant derzeit keine Novellierung des EEWärmeG noch in dieser Legislaturperiode.

56. Wie will die Bundesregierung das Ziel erreichen, bis zum Jahr 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch für Wärme auf 14 Prozent zu erhöhen?

Aussagen zur Zielerreichung bis zum Jahr 2020 enthält der Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum EEWärmeG vom 19. Dezember 2012.

57. Mit welchen zusätzlichen Kosten – insbesondere für private Haushalte – wird dabei gerechnet (bitte für die nächsten 10 Jahre angeben)?

Welche finanziellen Mittel will die Bundesregierung als Ausgleich dafür zur Verfügung stellen?

Die zusätzlichen Kosten oder Einsparungen für die privaten Haushalte sind stark von der Entwicklung der Brennstoffpreise sowie der Entwicklung weiterer Kosten der privaten Haushalte für Raumwärme und Warmwasser abhängig. Es können sowohl Mehrkosten als auch Minderkosten auftreten. Eine verlässliche Prognose ist aufgrund vorliegender Daten derzeit nicht möglich. Geminderte Verbrauchskosten durch Einsparung von Brennstoffen ergeben sich in der Regel bei dem Ersatz von ineffizienter Heizungsanlagen durch Anlagen der neuesten Technik und/oder durch Heizungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen; dieser Effekt wird verstärkt, wenn dies mit einer Gebäudesanierung verknüpft wird. Bei Erneuerbaren-Energien-Anlagen treten allerdings wegen der erhöhten Investitionskosten häufig Mehrkosten über die Nutzungsdauer auf, diese werden aber durch Fördermittel abgemildert.

Das EEWärmeG sieht vor, dass die Nutzung erneuerbarer Energien für die Erzeugung von Wärme oder Kälte durch den Bund bedarfsgerecht gefördert wird. Die Bundesregierung stellt mit dem im EEWärmeG verankerten Marktanreizprogramm (MAP) ein zentrales Förderinstrument für die Nutzung von Wärme-/Kältetechnologien aus erneuerbaren Energien (EE) zur Verfügung, zum Beispiel für Solarthermieanlagen, Biomassekessel und effiziente Wärmepumpen. Dies ist bis zum Jahr 2012 im EEWärmeG gesetzlich festgelegt.

Im Rahmen des MAP werden zum einen Investitionszuschüsse für die Umrüstung alter Heizungsanlagen auf EE-Wärmetechnologien gewährt. Dieser Zuschussteil wird sehr überwiegend von privaten Antragstellern im Ein- und Zweifamilienhausbereich genutzt. Antrags- und Bewilligungsbehörde ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Für größere EE-Wärme-/Kälteanlagen erfolgt die Förderung mittels zinsgünstiger Darlehen und Tilgungszuschüsse aus dem Teil der KfW Bankengruppe des MAP (KfW-Programm erneuerbare Energien, Premium).

58. Welche Mittel wird die Bundesregierung zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich im Bundeshaushalt zur Verfügung stellen?
59. Welche Mittel wird die Bundesregierung zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich im Energie- und Klimafonds (EKF) zur Verfügung stellen?

Die Fragen 58 und 59 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Das MAP wird aus dem Bundeshaushalt (Kapitel 16 02 Titel 686 24) sowie aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafonds (Kapitel 60 92 Titel 686 04) finanziert. Nach dem Regierungsentwurf zum Bundeshaushalt 2013 und dem Wirtschaftsplanentwurf 2013 des Sondervermögens Energie- und Klimafonds beträgt die Mittelausstattung für das MAP im Jahr 2013 rund 407 Mio. Euro. Hiervon sind im Bundeshaushalt 2013 rund 235 Mio. Euro und im Sondervermögen Energie- und Klimafonds 172 Mio. Euro vorgesehen. Im Rahmen der veranschlagten Ansätze sind ca. 50 Mio. Euro für das neue „Marktanreizprogramm für EE-Speicher“ bereitzustellen.

60. Mit welchen Einnahmen ist der EKF unterlegt, und welche Gefahren bestehen nach Einschätzung der Bundesregierung, dass diese Einnahmen nicht planmäßig erzielt werden können?

Seit 2012 fließen dem EKF alle Einnahmen aus der Versteigerung von Zertifikaten zur Emission von Treibhausgasen zu, soweit diese nicht zur Finanzierung der Deutschen Emissionshandelsstelle benötigt werden.

Im Jahr 2012 sind Gesamterlöse aus dem Emissionshandel in Höhe von 482,4 Mio. Euro erzielt worden. Hinzu treten Einnahmen von 28,9 Mio. Euro, die aus der Entnahme der in 2011 gebildeten Rücklage resultieren.

Für 2013 wurde von einer Versteigerungsmenge von 206,25 Mio. Zertifikaten und einem durchschnittlichen Zertifikatspreis von 10 Euro/Zertifikat ausgegangen. Abzüglich der für die Finanzierung der Deutschen Emissionshandelsstelle benötigten Erlöse geht der Wirtschaftsplan 2013 somit von Einnahmen i. H. v. 2 046,5 Mio. Euro aus.

Vor dem Hintergrund der noch nicht abgeschlossenen endgültigen Zuteilungsentscheidungen hat die Europäische Kommission inzwischen einen Auktionskalender für das Jahr 2013 vorgeschlagen, der bei konservativer Schätzung und einem Sicherheitsabschlag zunächst von einer insgesamt zu versteigernden Zertifikatmenge von 187 Mio. Zertifikaten für Deutschland ausgeht. Die daraus zu erwartenden Erlöse hängen einerseits von der wirtschaftlichen Entwicklung und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union sowie andererseits von der weiteren Entwicklung der Diskussionen und Entscheidungen auf europäischer Ebene zur Anpassung der Klimaziele bzw. des Emissionshandelssystems ab. Unter Berücksichtigung der aktuellen Preisentwicklung, die auch durch die Unsicherheiten über den Ausgang der Debatte über eine Reduzierung der Versteigerungsmengen geprägt ist, sind Mindereinnahmen aus der Versteigerung wahrscheinlich.

Sollten die geplanten Einnahmen im Laufe des Jahres 2013 nicht erzielt werden, könnte zum Ausgleich auf die bis Ende 2012 auf rund 195 Mio. Euro angewachsene Rücklage zurückgegriffen werden. Sollte darüber hinaus weiterer Bedarf bestehen, könnte der Bund dem EKF unter der Voraussetzung von § 4 Absatz 4 Satz 2 des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG) ein Liquiditätsdarlehen aus dem Bundeshaushalt zur Verfügung stellen.

61. Mit welchen Änderungen der Bevölkerungs- und Sozialstruktur im Quartier rechnet die Bundesregierung bei sukzessiver Modernisierung und energetischer Sanierung des Wohnungsbestandes?

Energetische Sanierungen und sonstige Modernisierungen finden grundsätzlich in allen Quartieren statt und führen nicht per se zu einer Änderung in der Bevölkerungs- und Sozialstruktur. Änderungen der Bevölkerungs- und Sozialstruktur in bestimmten Quartieren haben andere Ursachen. Sozialstrukturen können sich z. B. dort ändern, wo eine höhere Nachfrage von einkommensstärkeren Haushalten zu einer Aufwertung der Quartiere führt. Modernisierungen des Wohnungsbestandes können diese Entwicklungen unterstützen, sind aber nicht ursächlich. Auch in weniger attraktiven Quartieren finden Investitionen in den Wohnungsbestand in Form von Modernisierungen statt. Solche Investitionen können dazu beitragen, diese Quartiere zu stabilisieren.

62. Welche Maßnahmen wird die Bundesregierung ergreifen, um Verdrängungs- und Segregationseffekte zu vermeiden?

Die Fördermittel aus dem CO₂-Gebäudesanierungsprogramm tragen dazu bei, dass das Wohnen auch nach einer energetischen Sanierung bezahlbar bleibt, da sie auch den Mietern zu Gute kommen. Vermieter müssen diese Fördermittel von den Investitionskosten abziehen, bevor sie die Kosten einer energetischen Modernisierung auf die Mieter umlegen.

Dass für finanzschwache Haushalte das Wohnen – und das Heizen – auch nach einer Modernisierung bezahlbar bleibt, wird durch das bewährte Instrumentarium zur sozialen Sicherung des Wohnens gewährleistet. Bund, Länder und Kommunen wenden hierfür erhebliche Haushaltsmittel auf. Wohngeld, die Übernahme der Kosten der Unterkunft im Rahmen der Grundsicherung und die soziale Wohnraumförderung gewährleisten, dass sich einkommensschwache Haushalte in allen Teilen des Landes angemessenes Wohnen zu tragbaren Bedingungen leisten können. Mit der sozialen Sicherung des Wohnens wird verhindert, dass Einkommensschwächere in Randlagen abgedrängt werden.

Darüber hinaus werden die Kommunen durch die gemeinsame Städtebauförderung des Bundes und der Länder sowie durch das KfW-Programm „Energetische Stadtsanierung“ bei der Bewältigung der städtebaulichen Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energiewende und dem demografischen und wirtschaftlichen Wandel unterstützt.

63. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Möglichkeit, einen finanziellen Anreiz zur Vermeidung der Nutzung von fossilen Energien und gleichzeitig zur verbreiteten Nutzung von erneuerbaren Energien im Wärmebereich zu schaffen?

Generell muss gesehen werden, dass im Zuge der vergleichsweise hohen Preise für fossile Energien der Anreiz zur Energieeinsparung und zum Einsatz erneuerbarer Energien gestiegen ist. Die Bundesregierung legt in dem Erfahrungsbericht zum EEWärmeG dar, inwieweit sie Handlungsbedarf sieht, weitere Anreize zur Vermeidung der Nutzung fossiler Energien und gleichzeitig stärkeren Verbreitung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich zu schaffen.

64. In welchem Umfang kann nach Kenntnis sowie nach Auffassung der Bundesregierung durch die Erschließung von erneuerbaren Energien der

Import von fossilen Energien für Zwecke der Raumwärme und Warmwasserbereitung bis zum Jahr 2020 vermieden werden?

Unter Berücksichtigung der Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich für das Jahr 2020 sowie dem Erreichen des Ziels des EEWärmeG, bis zum Jahr 2020 14 Prozent des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, könnten im Jahr 2020 in Gebäuden rund 120 TWh fossile Energie weniger benötigt werden, die ansonsten überwiegend durch Importe gedeckt werden müssten.

65. In welchem Umfang ließe sich Energie einsparen, wenn der Bestand an Feuerungsanlagen für Zwecke der Raumwärme und Warmwasserbereitung bis zum Jahr 2020 vollständig an den Stand der Technik angepasst würde?

Welche Kosten ließen sich dadurch einsparen?

Die Energie- bzw. Kosteneinsparungen durch eine Anpassung von sämtlichen bestehenden Feuerungsanlagen an den Stand der Technik lassen sich nicht genau beziffern, da diese u. a. von der zukünftigen Energiepreisentwicklung und dem Gebäudebetrieb abhängen. Auch der Stand der Technik des Jahres 2020 ist mit Prognoseunsicherheiten behaftet. Nach den derzeit vorliegenden Randbedingungen lässt sich jedoch sagen, dass es aufgrund der aus heutiger Sicht zu erwartenden Investitionskosten und Einsparungen für den Bezug von Energieträgern (z. B. Gas oder Öl) nicht wirtschaftlich ist, sämtliche Feuerungsanlagen bis zum Jahr 2020 an den Stand der Technik anzupassen. Die Bundesregierung bevorzugt einen ganzheitlichen Ansatz für die Steigerung der Energieeffizienz und zur Einsparung von Energiekosten im Gebäudebereich. Dabei spielen sowohl die energetische Verbesserung der Gebäudehülle durch bessere Dämmung als auch die Optimierung beziehungsweise Erneuerung der Anlagentechnik und die Nutzung erneuerbarer Energien eine wichtige Rolle. Das Gebäude wird somit als System betrachtet, im Übrigen ist dies auch der Ansatz europäischer Vorgaben (z. B. der EU-Gebäuderichtlinie). Die Umsetzung in Deutschland erfolgt in diesem Bereich u. a. durch die Energieeinsparverordnung, die sich an dem wirtschaftlich Vertretbaren orientiert. Weitere Instrumente sind die Weiterentwicklung von Förderinstrumenten, z. B. zinsgünstige Kredite der KfW Bankengruppe, um zukunftsweisende und heute noch nicht wirtschaftliche Standards zu etablieren.

66. Auf welchen Zeitraum bezieht sich das Wirtschaftlichkeitsgebot für Maßnahmen nach dem Energieeinsparungsgesetz (EnEG) und der Energieeinsparverordnung (EnEV) im Einzelnen, und sind diese Gebote noch zeitgemäß?

Die wirtschaftliche Vertretbarkeit ordnungsrechtlicher Anforderungen ist ein wichtiger und notwendiger Eckpfeiler für die Akzeptanz des Energieeinsparrechts für Gebäude und damit für Fortschritte bei der Energieeinsparung. Investitionsfreundliche Rahmenbedingungen, wie die Ausrichtung an Wirtschaftlichkeitskriterien, tragen zum dauerhaften Erfolg der Energieeinsparpolitik bei.

Nach § 5 Absatz 1 des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) gelten Anforderungen als wirtschaftlich vertretbar, wenn generell die erforderlichen Aufwendungen innerhalb der „üblichen Nutzungsdauer“ durch die eintretenden Einsparungen erwirtschaftet werden können. Bei bestehenden Gebäuden ist die „noch zu erwartende Nutzungsdauer“ zu berücksichtigen. Engere Grenzen setzt § 4 Absatz 3 Satz 2 EnEG dem Ordnungsgeber beim Erlass von Nachrüstpflichten und Pflichten zur Außerbetriebnahme bestimmter Anlagen und Einrichtungen.

Die Aufwendungen zur Erfüllung solcher Pflichten müssen innerhalb „angemessener Fristen“ durch die eintretenden Einsparungen erwirtschaftet werden können. Welche Frist als angemessen gilt, richtet sich nach Art und Ausgestaltung der jeweiligen Einzelmaßnahme.

67. Inwieweit wären Maßnahmen nach dem EnEG und der EnEV auf Basis der heutigen Energiepreise „wirtschaftlich“, wenn in die Kostenbetrachtung negative externe Effekte – insbesondere Schäden durch Emissionen wie Kohlendioxid, Stickoxid und andere Luftschadstoffe – einbezogen wären?

Das gesetzliche Wirtschaftlichkeitsgebot des § 5 Absatz 1 EnEG ist rein betriebswirtschaftlich orientiert und sieht deshalb die Berücksichtigung externer Kosten nicht vor. Dementsprechend sind die Auswirkungen bestimmter externer Effekte auf die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen auch nicht Gegenstand der Wirtschaftlichkeitsgutachten, die im Zusammenhang mit der Novellierung der Energieeinsparverordnung von der Bundesregierung in Auftrag gegeben worden sind.

68. Liegen der Bundesregierung Erkenntnisse und konkrete Zahlen vor, in welchem tatsächlichen energetischen Zustand die Wohnungsbestände in Deutschland sind, die vor der Wärmeschutzverordnung von 1978 errichtet wurden?

Wenn ja, welche, (bitte konkret nach Energieverbrauch, Gebäude, Bauteile etc. aufschlüsseln)?

Rund 70 Prozent der 18 Mio. Wohngebäude in Deutschland wurden vor 1978 errichtet (im folgenden Altbau genannt). Zum energetischen Zustand des Altbaus gibt es keine amtlichen Daten. Die Erkenntnisse der Bundesregierung zum energetischen Zustand der Wohnungsbestände stammen daher vor allem aus veröffentlichten Ergebnissen von Gutachten und Stichprobenerhebungen.

Eine Untersuchung des Bremer Energie Instituts sowie des Instituts für Wohnen und Umwelt GmbH zur energetischen Qualität und zu Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand liefert mit Stand 2009 u. a. die folgenden Daten:

- Bei rund 36 Prozent der Altbauten waren die Außenwände, bei rund 68 Prozent das Dach oder die oberste Geschossdecke und bei rund 23 Prozent die Kellerdecke oder der Fußboden des untersten Geschosses gedämmt.
- Bezogen auf die Bauteilflächen aller Altbauten ergaben sich Dämmanteile von rund 28 Prozent bei der Außenwand, rund 62 Prozent beim Dach bzw. rund 20 Prozent bei der Kellerdecke.

Nach Daten des Statistischen Bundesamtes für das Jahr 2010 lag der durchschnittliche Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasserbereitung im gesamten Wohnungsbestand bei rund 160 kWh je Quadratmeter Wohnfläche.

Verbrauchsdaten in Abhängigkeit von der energetischen Qualität und dem Baujahr der Gebäude wurden u. a. in einem Gutachten der TU Braunschweig für die Jahre 2003 bis 2007 ermittelt. Die im Folgenden genannten Werte beziehen sich auf den mittleren jährlichen Verbrauch von Gas bzw. Heizöl für Raumwärme und Warmwasserbereitung je Quadratmeter Gebäudenutzfläche. Um in etwa den Energieverbrauch je Quadratmeter Wohnfläche zu erhalten, sind diese mit dem Faktor 1,2 zu multiplizieren.

- Der Energieverbrauch im gesamten Wohnungsbestand beträgt im genannten Zeitraum 148 kWh je Quadratmeter Gebäudenutzfläche.
- Der Verbrauchswert sanierter Wohngebäude liegt in mittleren und größeren Mehrfamilienhäusern bei rund 100 kWh, in kleinen Mehrfamilien- bzw. Einfamilienhäusern bei rund 110 kWh je Quadratmeter Gebäudenutzfläche.
- Der Energieverbrauch in mittleren und großen Mehrfamilienhäusern mit un-sanierter Gebäudehülle liegt demgegenüber bei etwa 137 kWh/m², in kleinen Mehrfamilienhäusern und Einfamilienhäusern bei 156 bzw. 176 kWh/m². Etwa ein Fünftel der letztgenannten Gebäude verzeichnen einen Endenergieverbrauch von über 215 kWh und rund 5 Prozent der Gebäude von über 270 kWh je Quadratmeter Nutzfläche.

Generell ist darauf hinzuweisen, dass eine Vergleichbarkeit dieser Ergebnisse mit denen anderer Erhebungen zum energetischen Zustand der Wohnungsbestände aufgrund von unterschiedlichen methodischen Herangehensweisen bei der Datenerfassung und -abgrenzung sowie der enormen Streuung der Verbrauchswerte infolge der Heterogenität des Gebäude- und Wohnungsbestands in Verbindung mit einem individuell unterschiedlichen Heizverhalten nur eingeschränkt gegeben ist.

69. Kann die Bundesregierung diese Gebäude nach energetischem Zustand, Gebäudetypen und Baualtersklassen differenzieren (wenn ja, bitte konkrete Angaben)?
70. Ist der Bundesregierung das tatsächliche energetische Einsparpotenzial (tatsächlicher Energieverbrauch, nicht rechnerischer Energiebedarf) im Wohngebäudebestand durch Sanierung bekannt (wenn ja, bitte konkrete Daten vorlegen)?
71. Bei wie vielen Wohngebäuden wären nach Einschätzung der Bundesregierung der Bestandsersatz und ein zukunftsfähiger Neubau die wirtschaftlich und technisch sinnvollere Alternative zu einer zeitgemäßen Modernisierung?

Die Fragen 69 bis 71 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Eine Antwort auf diese Fragen wäre lediglich mit Hilfe von umfangreichen Studien möglich.

72. In wie viel Prozent der Fälle werden bei der Sanierung von Wohngebäuden in Deutschland auch Maßnahmen zur Barrierefreiheit und zur Verbesserung von Schallschutz und Wohnwert vorgenommen?

Über die Anzahl der barrierefrei sanierten Wohnungen gibt es in Deutschland keine amtliche Statistik. Eine detaillierte Erfassung wird u. a. durch unterschiedliche Normen des barrierefreien Bauens in den Ländern erschwert.

Um Fortschritte bei der altersgerechten, d. h. barrierefreien/-armen Anpassung des Wohnungsbestandes festzustellen, stehen der Bundesregierung verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. So gaben im Jahr 2007 in der repräsentativen BBR-Bevölkerungsumfrage (BBR = Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung) 30 Prozent der befragten Haushalte an, in einer barrierefrei erreichbaren Wohnung zu leben. Ferner hat die Bundesregierung z. B. beim Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (DIW Berlin) dafür geworben, das Thema Barrierefreiheit in das Erhebungsprogramm des Sozio-ökonomischen Panels aufzunehmen. Seit dem Jahr 2009 werden dort Anpassungsmaßnahmen für bar-

rierefreies/-armes Wohnen sowie das Vorhandensein eines Aufzugs erfasst. Im Ergebnis hatten 8 Prozent der Haushalte im Jahr 2010 im Haus einen Aufzug/Fahrstuhl zur Verfügung. Bei 0,4 Prozent der Eigentümer- und Mieterhaushalte sind seit Anfang 2009 in den Wohnungen Anpassungsmaßnahmen für barrierefreies/-armes Wohnen vorgenommen worden.

Auch aus anderen Quellen lassen sich Informationen über den Bestand an barrierefreien/-armen Wohnungen ableiten. So hat das Kuratorium Deutsche Altershilfe e. V., Köln, (KDA) in seiner im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung erstellten Studie „Wohnen im Alter“ durch Befragung von Seniorenhaushalten im Jahr 2009 ermittelt, dass etwa 570 000 Wohnungen, in denen Haushaltsmitglieder ab 65 Jahren wohnen, barrierefrei/-arm sind. Bei derzeit 11 Mio. Seniorenhaushalten entspricht dies einem Anteil von 5 Prozent. Im Rahmen des vom Bund im Konjunkturpaket I aufgelegten KfW-Programms „Altersgerecht Umbauen“ wurden von 2009 bis 2011 darüber hinaus in rund 82 300 Wohnungen Barrieren abgebaut oder beseitigt. Mit den geförderten Maßnahmen, z. B. bei Sanitärräumen, Küchen, Balkonen oder beim Einbau von Aufzügen, sind unabhängig vom Barrierenabbau regelmäßig weitere Wohnwertsteigerungen verbunden. So konnten z. B. rund 11 500 Maßnahmen in Bädern (wie Einbau bodengleicher Duschen, Verbesserung der Raumgeometrie), rund 3 300 Maßnahmen zur Verbesserung von Bedienelementen, Beleuchtung, Sicherheitssystemen usw. sowie rund 4 800 Maßnahmen zum Einbau von Aufzügen, Rampen usw. gefördert werden.

Weitergehende Informationen, besonders zu Schallschutzmaßnahmen, liegen der Bundesregierung nicht vor.

73. Wie hoch sind nach Ansicht der Bundesregierung die tatsächlichen Vollkosten (Investitionskosten, nicht nur die sogenannten energiebedingten Sanierungskosten) für Modernisierungen, differenziert nach der jeweiligen energetischen Zielsetzung (zu erreichende Effizienzhausstandards, EnEV-Anforderungen etc.)?
74. In welchem Zeitraum amortisieren sich Maßnahmen zur energetischen Sanierung von Wohnraum, und welcher Zeitraum ist stattdessen anzusetzen, wenn als Referenzfall die Kosten für Energie bei unterbliebener Sanierung und einer Steigerung der Energiepreise von 3 oder 7 Prozent pro Jahr (bitte getrennt ausweisen) angesetzt würde bei Sanierung eines Einfamilienhauses mit durchschnittlicher Wohnfläche und bisher nicht erfolgter Sanierung aus dem
 - a) Baujahr 1950,
 - b) Baujahr 1960,
 - c) Baujahr 1970,
 - d) Baujahr 1980,
 - e) Baujahr 1990,jeweils auf den Sanierungsstandard KfW 100 bzw. Neubaustandard nach EnEV 2009, KfW 55 und Passivhaus?

Die Fragen 73 und 74 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Eine Antwort auf diese Fragen wäre lediglich mit Hilfe von umfangreichen Studien möglich.

75. Welche verteilungspolitische Wirkung hat eine aus öffentlichen Mitteln finanzierte Förderung von energetischer Sanierung von selbst genutztem

Wohnraum jeweils für den Fall einer Zinsbegünstigung von Sanierungskrediten nach dem aktuellen Programm der KfW Bankengruppe oder einer steuerlichen Förderung durch Abzug von Sanierungsaufwand von der Steuerschuld oder durch Abzug von steuerlichen Bemessungsgrundlagen?

Darlehen aus dem KfW-Programm „Energieeffizienz Sanieren“ werden an alle Eigentümergruppen gewährt. Einkommensgrenzen bestehen nicht. Die Subventionshöhe richtet sich nach der erreichten Energieeffizienz, d. h. je besser die nach Sanierung erreichte Energieeffizienz ist, desto höher sind die Förderung und damit die Subventionshöhe. Eine steuerliche Förderung durch Abzug von der Einkommenssteuerschuld begünstigt alle steuerzahlenden Steuerpflichtigen in gleicher Höhe, sofern die zu zahlende Einkommensteuer mindestens genauso hoch ist wie der Förderbetrag oder diesen übersteigt. Im Falle eines Abzugs von der Bemessungsgrundlage richtet sich die Steurrückgewährung nach dem jeweiligen Grenzsteuersatz, d. h. diese Form der Förderung würde insbesondere den Beziehern höherer Einkommen zu Gute kommen, da hier die Steuerersparnis gemessen am Grenzsteuersatz am höchsten wäre.

76. Welchen Umfang müsste eine aus öffentlichen Mitteln finanzierte Förderung insgesamt annehmen, und welche Jahrestanchen sind jeweils anzusetzen, wenn der gesamte Gebäudebestand für Wohnzwecke bis zum Jahr 2050 auf ein nahezu klimaneutrales Niveau energetisch saniert werden soll und die dazu erforderliche jährliche Sanierungsquote unter Verzicht auf andere Maßnahmen durch eine Zinsbegünstigung über die KfW Bankengruppe nach deren aktuellem Programm angereizt wird?

Das Sanierungstempo im Gebäudebestand hängt nicht allein von der Höhe der zur Verfügung gestellten Förderung, sondern von unterschiedlichen Faktoren wie rechtlichen und steuerrechtlichen Rahmenbedingungen, der Entwicklung der Bau- und Energiepreise, des technischen Fortschritts, des Wohnungsmarktes und des weiteren wirtschaftlichen Umfeldes ab. Deswegen wird das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050 und einer Reduzierung des Primärenergieverbrauchs um 80 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 nicht allein durch Bereitstellung von Fördermitteln zu erreichen sein.

77. Welche verteilungspolitische Wirkung ergibt sich, wenn die öffentliche Hand ein Drittel der Kosten der energetischen Sanierung des Gebäudesektors trägt, der gesamte Gebäudebestand für Wohnzwecke bis zum Jahr 2050 auf ein nahezu klimaneutrales Niveau energetisch saniert werden soll und von der Lastenteilung zwischen den Einkommensgruppen bei der Aufbringung der öffentlichen Mittel ausgegangen wird?

Welche Verteilungswirkung hätte eine Anhebung der Umsatzsteuer oder der Einkommensteuer oder der Energiesteuer auf Heizstoffe im entsprechenden Umfang?

Übernahme die öffentliche Hand ein Drittel der Kosten der energetischen Gebäudesanierung, wäre sie deutlich höher belastet als derzeit. Der erforderliche finanzielle Mehraufwand müsste an anderer Stelle, z. B. durch Steuererhöhungen und eine restriktive Ausgabenpolitik erbracht werden. Die Gesamtkosten der Maßnahmen, um den Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 auf ein nahezu klimaneutrales Niveau zu bringen, lassen sich nicht gesichert voraussagen. Deshalb wäre der Vergleich mit Steuererhöhungen in anderen Bereichen spekulativ.

Zu den steuerlichen Verteilungswirkungen lassen sich folgende Aussagen treffen:

Im Bereich der Einkommensteuer sorgen die Bemessung der Steuer nach der individuellen finanziellen Leistungsfähigkeit und der progressive Tarifverlauf

dafür, dass Bezieher niedriger Einkommen steuerlich weniger belastet werden, während Besserverdienende einen größeren Teil ihres Einkommens an den Fiskus abführen müssen; sie wären somit relativ stärker von einer Erhöhung betroffen als Geringverdiener.

Umsatz- und Energiesteuer lassen die individuelle Leistungsfähigkeit der Steuerzahler grundsätzlich außer Betracht und führen insoweit zu regressiven Verteilungswirkungen. Steueranknüpfungspunkte sind Verbrauchstatbestände, die in keiner Weise die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit reflektieren. Aufgrund der steigenden Besteuerung können allerdings Lenkungswirkungen auftreten, die zu einer Stagnation oder sogar zu einem Rückgang des Steueraufkommens führen und damit die Kompensation der Ausgaben an anderer Stelle nicht garantieren.

78. Wie wird im Einzelnen sichergestellt, dass der Bestand an gewerblich genutzten Gebäuden zu den bestehenden Zielen der Bundesregierung bei Klimaschutz, Energieeffizienz und Energieeinsparung beiträgt?

Um das Ziel des Energiekonzepts vom 28. September 2010 – ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand insgesamt – zu erreichen, sieht die Bundesregierung eine Vielzahl von Maßnahmen vor, die auch gewerblich genutzte Gebäude einbeziehen:

- Es wird derzeit ein Sanierungsfahrplan erarbeitet, der den Akteuren einen Orientierungsrahmen geben und die notwendige Flexibilität belassen soll.
- Die Energieeinsparverordnung (EnEV) legt auch Anforderungen an (gewerblich genutzte) Nichtwohngebäude fest, die neu errichtet oder geändert werden. Die geplante Novelle zur Energieeinsparverordnung soll die Anforderungen an den Primärenergiebedarf neu errichteter Nichtwohngebäude anheben.
- Die Bundesregierung fördert die „Energieberatung im Mittelstand“ mit bis zu 80 Prozent der Beratungskosten. Die überwiegende Zahl der in der KfW-Beraterbörse für die Energieberatung zugelassenen Fachleute ist auf Nichtwohngebäude spezialisiert. Für die Umsetzung von energetischen Sanierungen auf das Neubau-Niveau (EnEV 2009) stellt die KfW Bankengruppe aus dem Energieeffizienzprogramm besonders zinsgünstige Kredite zur Verfügung (ab 1 Prozent für kleine Unternehmen).
- Im Rahmen der energetischen Stadtsanierung sind auch Maßnahmen an gewerblich genutzten Gebäuden förderfähig. Darüber hinaus sind für die energetische Sanierung von Hotels und anderen Beherbergungsstätten Modellvorhaben durch die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) geplant. Diese werden wegen der hohen Zahl an Nutzern eine große Multiplikatorenwirkung haben und positive Beispiele liefern können, die zum Nachahmen anregen.
- Das Marktanreizprogramm (MAP) fördert Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Wärme und/oder Kälte in zwei Fördersegmenten: Kleinere Anlagen sind über Investitionszuschüsse im sog. BAFA-Teil des MAP, größere Anlagen (i. d. R. ab 100 kW_{thermisch}) im gewerblichen Teil über die KfW Bankengruppe förderfähig. Anlagen im gewerblichen Gebäudebestand sind in beiden Teilen grundsätzlich förderfähig. Anlagen sind sowohl zur Erzeugung von Warmwasser, Raumwärme und -kälte als auch zur Erzeugung von Prozesswärme und/oder -kälte förderfähig; für Prozesswärme gelten gesonderte Konditionen.

79. Inwieweit steht der energetischen Sanierung von gewerblich genutzten Gebäuden nach Einschätzung der Bundesregierung die Erwartung der Unternehmen zur Amortisationsfrist entsprechender Investitionen entgegen?

Welche Fristen sind heute marktüblich?

Die in der Energieeinsparverordnung beschriebenen öffentlich-rechtlichen Anforderungen an gewerblich genutzte Gebäude unterscheiden sich hinsichtlich der Amortisationszeiten systematisch nicht von denen an privat genutzte Gebäude bzw. Wohngebäude. Haupteinflussfaktoren sind die für das jeweilige Bauteil bzw. die Maßnahme zu erwartende Nutzungsdauer und die zu erwartenden Einsparungen bei den Energiekosten. Diese Anforderungen sind in der Regel wirtschaftlich und von den gewerblich genutzten Gebäuden grundsätzlich zu erfüllen. Weitere wirtschaftliche Potentiale für Investitionen in die energetische Sanierung können sich im Nichtwohngebäudebereich z. B. durch eine Verbesserung der Anlagentechnik ergeben. Hier sind die Amortisationszeiten im Einzelfall deutlich kürzer als die übliche Nutzungsdauer der entsprechenden Anlagen.

80. In welchem Umfang wären nach Einschätzung der Bundesregierung Maßnahmen zur energetischen Sanierung von Gebäuden mit gewerblicher Nutzung auf den Neubaustandard nach EnEV 2009 „wirtschaftlich“, wenn die heute marktübliche Erwartung zur Amortisation der Investitionen verdoppelt würde?

Wie lange müsste die Amortisationszeit nach Einschätzung der Bundesregierung sein, um unter heute üblichen Bedingungen eine Sanierung „wirtschaftlich“ werden zu lassen?

81. In welchem Umfang wären nach Einschätzung der Bundesregierung Maßnahmen zur energetischen Sanierung von Gebäuden für Wohnzwecke auf den Neubaustandard nach EnEV 2009 „wirtschaftlich“, wenn sich die heute marktübliche Erwartung zur Amortisation der Investitionen bei gewerblichen Vermietungsunternehmen verdoppelt würde?

Wie lange müsste die Amortisationszeit nach Einschätzung der Bundesregierung sein, um unter heute üblichen Bedingungen eine Sanierung „wirtschaftlich“ werden zu lassen?

Die Fragen 80 und 81 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die ersten Teilfragen haben eine energetische Sanierung von Gewerbebauten bzw. vermieteten Wohngebäuden auf den Neubaustandard als Gesamtmaßnahme zum Gegenstand. Die Energieeinsparverordnung kennt allerdings keine Gesamtanforderung an die energetische Qualität eines sanierten Gebäudes nach Durchführung einer baulichen Maßnahme an der Gebäudehülle. Die Anforderungen richten sich vielmehr an die einzelnen Außenbauteile, die von der Baumaßnahme betroffen sind, wie Außenwand, Fenster, Dach, oberste Geschossdecke; auch die sog. 140-Prozent-Regelung in § 9 Absatz 1 Satz 2 EnEV enthält keine Gesamtanforderung, sondern nur eine freiwillige Erfüllungsalternative zu der allein maßgebenden Einzelanforderung gemäß § 9 Absatz 1 Satz 1 EnEV. Bezogen auf die Anforderungen der EnEV an einzelne Außenbauteile hat die Bundesregierung Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit geänderter Einzelanforderungen durchführen lassen. Vor diesem Hintergrund bestand und besteht kein Anlass, der Wirtschaftlichkeit von Gesamtanforderungen an die energetische Sanierung einschließlich etwaiger Variationen zumutbarer Amortisationszeiträume in Wirtschaftlichkeitsgutachten nachzugehen.

Die jeweils zweite Teilfrage der Fragen 80 und 81 zur Wirtschaftlichkeit einer Sanierung auf Neubaustandard in Abhängigkeit von einer bestimmten Amortisationsdauer kann nicht allgemeingültig beantwortet werden. Die Wirtschaftlichkeit von Anforderungen an eine energetische Bestandssanierung hängt im Wesentlichen von dem energetischen Zustand vor Durchführung der Sanierung ab. Die Bundesregierung geht jedenfalls davon aus, dass eine Pflicht zur Sanierung auf Neubaustandard im Sinne des § 5 Absatz 1 EnEG aus heutiger Sicht nicht generell wirtschaftlich vertretbar ist.

82. Welcher Amortisationszeitraum müsste bei der Errichtung von Gebäuden zur gewerblichen Nutzung nach dem Passivhausstandard zugrunde gelegt werden, um eine „wirtschaftliche“ Investition durch geringere Energiekosten für Heizzwecke zu erreichen, wenn unterstellt wird, dass sich die Kosten für Heizenergie in der Zukunft in dem Maße verteuern wie im Durchschnitt der letzten 10 Jahre?
83. Welcher Amortisationszeitraum müsste bei der Errichtung von Gebäuden zur Nutzung als Wohnraum nach dem Passivhausstandard zugrunde gelegt werden, um eine „wirtschaftliche“ Investition durch geringere Energiekosten für Heizzwecke zu erreichen, wenn unterstellt wird, dass sich die Kosten für Heizenergie in der Zukunft in dem Maße verteuern wie im Durchschnitt der letzten 10 Jahre?

Die Fragen 82 und 83 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Eine Antwort auf diese Fragen wäre lediglich mit Hilfe von umfangreichen Studien möglich.

84. Wie will die Bundesregierung sicherstellen, dass die energetische Gebäudesanierung nach dem Stand der Technik erfolgt und auch ein umfassendes Angebot mit qualifizierten Handwerksdienstleistungen zur Verfügung steht?
85. Wird die Bundesregierung die Weiterbildung und Qualifizierung von Gebäudeplanung und Handwerk für den Bereich der energetischen Sanierung fördern?
Wenn ja, in welcher Höhe und mit welchen Maßnahmen?

Die Fragen 84 und 85 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die Weiterbildung von Handwerkern ist nicht Aufgabe der Bundesregierung, sondern eine originäre Aufgabe der Marktakteure. Die Bundesregierung unterstützt und honoriert die Weiterbildung im Rahmen der geforderten Qualitätssicherung. So wird in den KfW-Programmen zum energieeffizienten Bauen und Sanieren die Fachplanung und Baubegleitung durch einen qualifizierten Sachverständigen grundsätzlich empfohlen und gefördert; für die Effizienzhäuser 40/55 ist sie vorgeschrieben. Die Zuschüsse dafür wurden zum 1. Januar 2012 auch mit Blick auf die erhöhten Anforderungen an die Qualifizierung der Sachverständigen und die Qualitätssicherungsmaßnahmen in Verbindung mit der Einführung der bundesweiten Liste für Energieeffizienz-Experten deutlich angehoben.

86. Bedarf es nach Ansicht der Bundesregierung einer Änderung der DIN-Norm, um eine schnellere und effizientere Zulassung von kostengünstigen und innovativen Baustoffen zu erreichen?

DIN-Normen werden, wie auch europäische Normen, regelmäßig alle fünf Jahre auf ggf. notwendige Änderungen vom Deutschen Institut für Normung e. V. (DIN) selbst als der anerkannten deutschen, privatrechtlich organisierten Normungsorganisation überprüft. Dabei wird grundsätzlich das Normungsniveau „Stand der Technik“ angestrebt.

Bauprodukte, wie z. B. Wärmedämmstoffe, die in Bauwerken eingesetzt werden, benötigen in Deutschland einen Verwendbarkeitsnachweis. Dieser kann auf unterschiedlichen technischen Spezifikationen basieren, u. a. auf Normen, Zulassungen oder Zustimmungen im Einzelfall.

Bei nationalen, europäischen und internationalen Normen konnten nach Angaben des DIN die Bearbeitungszeiten bereits auf durchschnittlich drei Jahre verkürzt werden. Derzeit wird unter aktiver Beteiligung des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung der Leitfaden „Empfehlung für Normungsarbeit im Bauwesen“ unter Federführung des DIN überarbeitet. Im Ergebnis soll die effiziente Arbeit der Normungsgremien weiter verbessert und zeitlich gestrafft werden.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, die Verwendbarkeit durch nationale wie auch europäische technische Zulassungen nachzuweisen, sowie insbesondere bei innovativen Baustoffen, die bisher nicht geregelt sind, eine Zustimmung im Einzelfall für ein Bauvorhaben zu erwirken. Diese Verfahren sind insbesondere geeignet, wenn für neue Baustoffe und -produkte noch keine Normen existieren.

87. Wie bewertet die Bundesregierung den Verdrängungseffekt aus dem Umstand, dass sie nicht die Absicht hat, die umlagefähigen Kosten der Modernisierung von bislang 11 Prozent auf einen niedrigeren Wert abzusenkten und die Mieter damit vor zu hohen Mieten zu schützen, wenn gleichwohl der Umfang der energetischen Sanierungen wie gewünscht stark ansteigen soll?

Um die allgemein anerkannten Ziele der Energieeinsparung und des Klimaschutzes im vermieteten Wohnungsbestand zu erreichen, bedarf es entsprechender Rahmenbedingungen. Es ist zunächst die Aufgabe des Vermieters, eine energetische Modernisierung zu planen, zu finanzieren und durchzuführen. Zu den Möglichkeiten der Refinanzierung zählt auch das Recht, bis zu 11 Prozent der Modernisierungskosten im Rahmen einer Mieterhöhung nach Modernisierung geltend zu machen. Hierbei ist zum einen zu berücksichtigen, dass abhängig von der Situation auf dem jeweiligen lokalen Wohnungsmarkt die zulässige Spanne vielfach nicht ausgeschöpft wird und sich zum anderen der umlagefähige Aufwand durch staatliche Förderleistungen, wie zum Beispiel KfW-Darlehen oder Zuschüsse, vermindert. Bei Maßnahmen zur energetischen Modernisierung kommt hinzu, dass die Mieter von sinkenden Betriebskosten profitieren und damit angesichts stetig steigender Energiepreise dauerhaft bei der Warmmiete entlastet werden. Im Rahmen eines bestehenden Mietverhältnisses ist der Mieter außerdem durch die Härtefallklausel in § 554 Absatz 2 des Bürgerlichen Gesetzbuchs vor unzumutbaren Mietsteigerungen auf Grund von Modernisierungsmaßnahmen und damit vor Verdrängung geschützt, denn er kann einwenden, dass er wirtschaftlich nicht in der Lage ist, die erhöhte Miete nach der Modernisierung zu tragen.

Netzausbau

88. Mit welchen Kosten rechnet die Bundesregierung bei der Anbindung der Offshore-Windkraft-Anlagen in der Nord- und Ostsee?

Welche Kenntnisse liegen über den Anstieg der Netzkosten vor?

Wie hoch werden die Wartungskosten eingeschätzt?

Mit welcher Verfügbarkeit (Nutzungsdauer in Jahren insgesamt sowie Anzahl und Dauer von Unterbrechungen pro Jahr) wird gerechnet?

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Bundesnetzagentur mehrere Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen gestellt, die den Anschluss von Offshore-Windparks betreffen und von der Bundesnetzagentur geprüft wurden bzw. werden. Insgesamt wird von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit ein Investitionsvolumen von 14 Mrd. Euro bis zum Jahr 2020 veranschlagt. In einer ersten Näherung kann davon ausgegangen werden, dass dadurch jährliche zusätzliche Netzkosten von ca. 1,7 Mrd. Euro entstehen würden.

Über die tatsächlich anfallenden Wartungs- und Instandhaltungskosten der Offshore-Maßnahmen hat die Bundesregierung keine Kenntnisse. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Investitionsmaßnahmen nach § 23 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) am 12. Dezember 2011 eine Betriebskostenpauschale in Höhe von 3,4 Prozent festgelegt. Diese Betriebskostenpauschale wurde auf Basis eines Gutachtens bestimmt und wird auf das Investitionsvolumen angewendet.

Für eine genaue Bestimmung der tatsächlichen Nutzungsdauern fehlen bislang verlässliche Erfahrungswerte. Bei der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen (Investitionsbudgets) für Offshore-Netzanbindungssysteme fordert das Oberlandesgericht Düsseldorf von der Bundesnetzagentur eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren. Dies kann als vorläufige Schätzung dienen.

Zuverlässige Erfahrungswerte zur Frage der Störanfälligkeit liegen noch nicht vor.

89. Welche Investitionen wären nach Einschätzung der Bundesregierung in den Zeiträumen bis zum Jahr 2020 und bis zum Jahr 2030 für die Instandhaltung des Hochspannungsnetzes zu erwarten, wenn Kosten im Zusammenhang mit der Energiewende nicht anfielen und das Durchschnittsalter des Netzes nicht weiter ansteigen sollte?

Die zur Beantwortung der Frage erforderlichen Daten liegen nicht vor. Insbesondere fehlt es an einer klaren Trennbarkeit von durch die Energiewende bedingten Investitionen und reinen Instandhaltungs- bzw. Ertüchtigungskosten.

90. Welche Kosten in den Ausbau des Übertragungsnetzes einschließlich von technischen Einrichtungen wie Interkonnektoren werden nach Einschätzung der Bundesregierung voraussichtlich in den Zeiträumen bis zum Jahr 2020 und bis zum Jahr 2030 allein dadurch anfallen, um das Netz an den europäischen Stromhandel anzupassen?

Der zukünftige Stromhandel ist unter anderem abhängig von dem existierenden Kraftwerkspark und damit auch in erheblichem Maße von der Umgestaltung des Erzeugungsparks hin zu erneuerbaren Energien. Beispielsweise bewirkt eine hohe Einspeisung durch erneuerbare Energien in der Regel einen relativ niedrigen Börsenpreis. Preissignale bedingen wiederum den Stromhandel. Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes, die anfallen, um das Netz an den europäischen Stromhandel anzupassen, sind daher nicht separat bestimmbar.

91. Welcher Nettobetrag lässt sich für die im Entwurf für einen Netzentwicklungsplan aufgeführten Szenarien jeweils benennen, der in den Zeiträumen bis 2020 und bis 2030 anfallen wird, bei dem von den Aufwendungen in das Höchstspannungsnetz insgesamt einschließlich der Aufwendungen für das sogenannte Startnetz all jene Aufwendungen abgezogen werden, die ganz oder überwiegend dem Erhalt des Netzes, dem ansonsten anfallenden Ausbaubedarf und dem Bedarf für Zwecke der Stromdurchleitung im europäischen Stromhandel dienen?

Im Netzentwicklungsplan sind lediglich so genannte Investitionskosten angegeben. Kosten, welche dem Erhalt des Netzes dienen, verstanden als Kosten für die Wartung und Instandhaltung oder als Betriebskosten, sind nicht in den dortigen Daten enthalten.

Unter „ansonsten anfallenden Ausbaubedarf“ scheinen nur Kraftwerksanschlüsse fallen zu können. Dabei ist die Finanzierung der Kraftwerksanschlussleitungen Aufgabe der Kraftwerke, den Netzbetreibern obliegt nur ein eventuell erforderlicher Ausbau des Netzes ab dem Netzanschlusspunkt. Diese Kosten können derzeit nicht konkret beziffert werden, fallen aber voraussichtlich gegenüber der Größenordnung der Projekte im Netzentwicklungsplan nicht ins Gewicht.

Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 90 verwiesen.

92. Welche Investitionen in das Höchstspannungsnetz werden nach Einschätzung der Bundesregierung notwendig, um den EU-Binnenmarkt für Strom zu verwirklichen?

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) geht im Ten-Year Network Development Plan 2012 (TYNDP) von Investitionen in Höhe von 104 Mrd. Euro für den Übertragungsnetzausbau der im TYNDP aufgenommenen Projekte aus.

93. In welcher Höhe werden Investitionen von der Europäischen Kommission unterstellt, um ein EU-weites Übertragungsnetz zu errichten, und in welcher Höhe wird sich dies auf die Netzentgelte (insgesamt und pro kWh) auswirken?

In ihrem Bericht an den Energierat vom Juni 2011 (SEK(2011) 755) hat die Europäische Kommission den Gesamtinvestitionsbedarf für Energieinfrastruktur von europäischer Bedeutung bis zum Jahr 2020 auf ca. 200 Mrd. Euro geschätzt. Davon entfallen laut Europäischer Kommission ca. 140 Mrd. Euro auf Hochspannungsstromübertragungsnetze sowohl an Land als auch im Meer, auf die Speicherung und auf intelligente Netzanwendungen auf der Übertragungs- und Verteilerebene. Die Auswirkungen auf die deutschen Netznutzungsentgelte lassen sich noch nicht vollständig abschätzen, da noch nicht feststeht, welche dieser Infrastrukturmaßnahmen auf Deutschland entfallen bzw. welche Kostenanteile an Infrastrukturmaßnahmen von Deutschland finanziert werden.

94. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Kosten zum Um-/Ausbau der Verteilnetze, soweit diese durch die Energiewende veranlasst sind?

Wie verteilen sich diese nach Regionen (bitte nach Höhe der Kosten pro Jahr für die nächsten 10 Jahre aufgliedern)?

Die Energiewende wird Um- und Ausbaubedarf auch auf Verteilernetzebene verursachen. Zur Bezifferung wird derzeit im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und unter enger Einbindung der Plattform Zukunftsfähige Energienetze eine Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ erstellt, die den Umfang des Um- und Ausbaubedarfs benennt und das Potenzial von so genannten intelligenten Netzen untersucht und bewertet.

95. Welche Alternativen zu einer Standardleitung der Verteilnetze im Zuge der Energiewende sind der Bundesregierung bekannt?

Eine Grundsatzfrage bezüglich zukünftiger Energieversorgungsnetze lautet: Mehr zusätzliche konventionelle Netzkapazität durch den Zubau neuer Standardleitungen und -kabel oder Steigerung der real nutzbaren Kapazität bestehender Leitungen und Kabel durch mehr Intelligenz (sog. Smart Grids), mit deren Hilfe die bestehende Netzkapazität besser ausgenutzt werden kann. Das konventionelle Elektrizitätsversorgungsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet „smart“, dass Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, so dass die bestehende Netzkapazität tatsächlich weitaus besser ausgenutzt werden kann. Die Entwicklung und der Einsatz smarter Netzkomponenten sind ein stetiger Prozess, der eine abschließende Aufzählung unmöglich macht und deren sinnvolle Einsatzfähigkeit im Übrigen einer ökonomischen Analyse unterworfen ist. Zurzeit werden in den Verteilernetzen folgende Technologien zur Steigerung der nutzbaren Netzkapazität besonders diskutiert: Messung von elektrischen Parametern an kritischen Strangpunkten, regelbare Transformatoren v. a. im Bereich MS/NS (Mittelspannung/Niederspannung), unterschiedliche Strategien zur Blindleistungskompensation. Die genannten Themenkomplexe sind Gegenstand der in der Antwort zu Frage 94 benannten Studie.

96. Wie beurteilt die Bundesregierung den Aufbau von (n-0)-Einspeisenetzen insbesondere in Bezug auf Kostenvorteile?

Der Bundesregierung liegen keine belastbaren Informationen zu grundsätzlichen Kostenvorteilen von so genannten Einspeisenetzen vor. Ob der zusätzliche Aufbau eines separaten so genannten Einspeisenetzes langfristig wirtschaftlicher ist als der Ausbau des bestehenden öffentlichen Netzes, hängt sehr stark vom Einzelfall ab, insbesondere von den bestehenden Netz- und Verbrauchsstrukturen und der Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien im jeweiligen Netzgebiet. Es ist Aufgabe der Netzbetreiber, den Ausbau der Verteilnetze möglichst wirtschaftlich vorzunehmen. Insofern obliegt es den Netzbetreibern im Rahmen ihrer Netzausbauplanung zu prüfen, inwieweit Einspeisenetze netztechnisch und volkswirtschaftlich Vorteile aufweisen.

97. In welchem Umfang müssen in den Verteilnetzen Neu- bzw. Ersatzinvestitionen vorgenommen werden, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten und einer Alterung des Netzes vorzubeugen?

Wie verteilen sich diese nach Regionen (bitte aufgliedern nach Höhe der Kosten pro Jahr für die nächsten 10 Jahre)?

Es wird auf die Antwort zu Frage 94 verwiesen.

98. Welche Trassen im Übertragungsnetz wurden seit 1998 neu gebaut und welche wurden technisch aufgerüstet bzw. verstärkt?

Die vorliegenden Informationen lassen eine Differenzierung zwischen Neubau und einer durchgeführten Nachrüstung nicht zu. In den Regelzonen der heutigen vier Übertragungsnetzbetreiber wurden im Zeitraum von 1998 bis 2008 Baumaßnahmen im Höchstspannungsnetz auf einer Länge von 1,3 km im Netzgebiet von der TransnetBW GmbH, 28,2 km im Netzgebiet von der TenneT TSO GmbH, 414,6 km im Netzgebiet von der Amprion GmbH sowie auf einer Länge von 115,3 km im Netzgebiet von der 50Hertz Transmission GmbH durchgeführt. Darüber hinaus wurden im Zeitraum von 2008 bis Ende 2012 im Zuge der Realisierung von Projekten im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes durch Amprion 89 km sowie durch 50 Hertz Transmission 141 km Trasse ausgebaut.

99. In welchem Umfang sind in der Zeit von 1980 bis 1998 Investitionen jeweils in das Höchst- und Hochspannungsnetz auf der jeweiligen Spannungsstufe vorgenommen worden, welcher Anteil entfiel jeweils auf Erhalt- und Ausbaumaßnahmen (Angaben bitte jeweils nach Jahren und Gesamtsummen differenzieren), und wie hat sich das Durchschnittsalter des Übertragungsnetzes in dieser Zeit entwickelt?

Für diesen Zeitraum liegen keine aussagekräftigen Daten vor.

100. In welchem Umfang sind in der Zeit von 1999 bis 2011 Investitionen jeweils in das Höchst- und Hochspannungsnetz auf der jeweiligen Spannungsstufe vorgenommen worden, welcher Anteil entfiel jeweils auf Erhalt- und Ausbaumaßnahmen (Angaben bitte jeweils nach Jahren und Gesamtsummen differenzieren), und wie hat sich das Durchschnittsalter des Netzes in dieser Zeit entwickelt?

Für die Zeiträume vor 2001 liegen keine Daten vor. Für die Jahre 2002 bis 2005 liegen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber nur einschließlich Wartung und Instandhaltung vor. Die jährlichen Beträge liegen zwischen 559 Mio. Euro und 643 Mio. Euro. Für die folgenden Jahre wurden die Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen:

Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in Mio. Euro		
Jahr	Neubau, Ausbau, Erweiterung	Erhalt und Erneuerung
2006	203	207
2007	398	105
2008	595	146
2009	408	114
2010	504	116
2011	470	131

Die Daten des Jahres 2006 sind in einer abweichenden Methodik erhoben worden und daher nicht vergleichbar. Weitere Details können dem Monitoringbericht 2012 der Bundesnetzagentur entnommen werden (S. 51).

Die Netzzustandsberichte nach § 12 Absatz 3a EnWG (a. F.) geben Auskunft über das Alter des Netzes. Dort haben die Übertragungsnetzbetreiber als wesentliche Indikatoren für den Netzzustand jeweils die Altersstruktur einzelner Betriebsmittel bzw. Netzanlagen der Bundesnetzagentur in den Jahren 2006, 2008 und 2010 gemeldet. Die Bundesnetzagentur hat eine Zusammenfassung der Daten in dem Bericht gemäß § 63 Absatz 4a EnWG (a. F.) vom 14. März 2011 zur Auswertung der Berichte nach § 12 Absatz 3a EnWG (a. F.) auf ihrer Internetseite veröffentlicht (Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber 2011, S. 33).

101. In welchem Umfang sind in der Zeit von 1980 bis 1998 Investitionen in das Verteilnetz vorgenommen worden, welcher Anteil entfiel jeweils auf Erhalt- und Ausbaumaßnahmen (Angaben bitte jeweils nach Jahren und Gesamtsummen differenzieren), und wie hat sich das Durchschnittsalter des Netzes in dieser Zeit entwickelt?

Für diesen Zeitraum liegen keine aussagekräftigen Daten vor.

102. In welchem Umfang sind in der Zeit von 1999 bis 2011 Investitionen in das Verteilnetz vorgenommen worden, welcher Anteil entfiel jeweils auf Erhalt- und Ausbaumaßnahmen (Angaben bitte jeweils nach Jahren und Gesamtsummen differenzieren), und wie hat sich das Durchschnittsalter des Netzes in dieser Zeit entwickelt?

Die gewünschten Angaben liegen erst seit 2007 vor. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht:

Investitionen der Verteilernetzbetreiber in Mio. Euro		
Jahr	Neubau, Ausbau, Erweiterung	Erhalt und Erneuerung
2007	1 179	948
2008	1 260	1 133
2009	1 258	1 277
2010	1 558	1 631
2011	1 604	1 408

Weitere Details können dem Monitoringbericht 2012 der Bundesnetzagentur entnommen werden (S. 52 ff.). Für die Verteilernetze liegen keine geeigneten Daten vor, aus denen sich das Durchschnittsalter herleiten ließe.

103. In welchem Umfang sind Kostenersparnisse beim Netzausbau durch eine dezentrale, gebäudenähe Stromerzeugung, z. B. mit Photovoltaik, Mini-/Mikroblockheizkraftwerken oder Kleinwindkraftanlagen, zu erwarten?

Welche Kostenabschätzungen gibt es dazu?

Durch eine dezentrale, gebäudenähe Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen, kleineren Blockheizkraftwerken und Kleinwindkraftanlagen sind nicht zwingend Kostenersparnisse beim Netzausbau zu erwarten. Aufgrund der dargebotsabhängigen bzw. wärmegeführten Stromerzeugung und der derzeit noch geringen vorhandenen Stromspeichermöglichkeiten muss das Verteilernetz weiterhin für den Starklastfall ohne dezentrale Erzeugung ausgelegt werden.

104. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Zielgenauigkeit der jeweiligen Erlösobergrenzen der Netzbetreiber?

Nach Auskunft der Bundesnetzagentur wird für die Ermittlung der Zielgenauigkeit der jeweiligen Erlösobergrenzen der Netzbetreiber die Abweichung zwischen der am Anfang des Jahres kalkulierten Erlösobergrenze und der tatsächlich eingetroffenen Erlösobergrenze im Regulierungskonto berücksichtigt. Im System der Anreizregulierung wird durch die Verrechnung dieser Abweichungen auf dem Regulierungskonto spätestens zum Ende einer Regulierungsperiode sichergestellt, dass diese Abweichungen verzinst in die Netzentgelte der folgenden Regulierungsperiode einfließen. Im Ergebnis werden die effizienten Kosten des Netzbetriebs durch die Erlösobergrenzen abgedeckt.

105. Welche Effizienzpotenziale und damit Kostenersparnisse durch Zusammenlegung kleinerer Netzgebiete sind der Bundesregierung bekannt?

Die Netzbetreiber werden durch das Energiewirtschaftsgesetz zu einem effizienten Netzbetrieb verpflichtet. Konkrete Daten zu Effizienzpotenzialen und Kostenersparnissen durch Zusammenlegung kleinerer Netzgebiete liegen nicht vor.

106. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über zu hohe Netzentgelte aufgrund der Rechtsunsicherheit, die Ende des Jahres 2011 zum sektoralen Produktivitätsfaktor bestand?

Wie werden die hierdurch zu hoch angenommenen Netzentgelte an die Endkunden zurückbezahlt?

Mit dem zweiten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2011 wurden zentrale Regelungen zum sektoralen Produktivitätsfortschritt im EnWG und der ARegV angepasst. Hiermit wurde die Rechtsgrundlage für die Anwendung des sektoralen Produktivitätsfaktors eingeführt, so dass Mehrbelastungen der Netznutzer vermieden werden. Die Neuregelung ist nach Auffassung des Bundesgerichtshofs rückwirkend zum 1. Januar 2009 anwendbar.

107. Welche Erkenntnisse hat die Bundesregierung über die Höhe der Kosten für vermiedene Netznutzungsentgelten?

Wie viel Netzausbau wurde durch die begünstigten Anlagen tatsächlich eingespart?

Es sind nur Angaben für Netzbetreiber in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur möglich. Die Höhe der Kosten für vermiedene Netzentgelte bei den Netzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur betragen im Jahr 2011 ca. 1 Mrd. Euro. Die Vergütungsregelung in § 18 StromNEV berücksichtigt bereits das Einspeiseverhalten der dezentralen Anlagen. Die Höhe der Vergütung ist maßgeblich von der Vermeidungsleistung abhängig, siehe § 18 Absatz 2 und 3 StromNEV. Der durch dezentrale Erzeugungsanlagen tatsächlich eingesparte Netzausbau lässt sich nicht belastbar beziffern.

108. Wie ist sichergestellt, dass die Begünstigung von Unternehmen bei der Entrichtung von Netznutzungsentgelten zielgerichtet nur solchen Unternehmen hilft, die entsprechende Unterstützung im internationalen Wettbewerb tatsächlich benötigen, und auf welche Informationen stützt die Bundesregierung ihre Position im Einzelnen?

Die Intention der Verordnung bei der Schaffung der Vorschrift § 19 Absatz 2 StromNEV war es, Unternehmen, die durch ihr Abnahmeverhalten zu einer Entlastung des Netzes oder der Netzentgelte beitragen, in Bezug auf die Zahlung der Netzentgelte zu begünstigen. Die Regelung verfolgt energiepolitische Ziele.

109. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Kosten der Umlage des § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung?

Wie viele Unternehmen profitieren derzeit von der Ausnahmeregelung?

Wie viele haben derzeit einen Antrag gestellt?

Die Anzahl der bislang genehmigten individuellen Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV belief sich nach Angaben der Bundesnetzagentur im Jahr 2011 auf 813 und im Jahr 2012 auf fünf Genehmigungen. Die Anzahl der noch nicht beschiedenen Anträge beträgt nach Angaben der Bundesnetzagentur für das Jahr 2011 275 und für das Jahr 2012 2 076. Es ergeben sich Netzentgeltreduzierungen gemäß § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV in Höhe von 167 Mio. Euro für das Jahr 2011 und bislang 1 Mio. Euro für das Jahr 2012.

Gemäß § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV gab es nach Angaben der Bundesnetzagentur 201 Genehmigungen im Jahr 2011 und bisher keine Genehmigung für das Jahr 2012. Im Jahr 2011 waren nach Angaben der Bundesnetzagentur 12 und im Jahr 2012 123 noch nicht beschiedene Anträge zu verzeichnen. Für das Jahr 2013 gibt es nach Angaben der Bundesnetzagentur bis Mitte Januar vier Anträge. Die Netzentgeltbefreiungen belaufen sich für das Jahr 2011 auf 235 Mio. Euro. Für 2012 und 2013 sind bislang keine Netzentgeltbefreiungen genehmigt.

Nicht erfasst sind Genehmigungen gemäß § 19 Absatz 2 StromNEV, die in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden fallen.

Die Bundesnetzagentur hat für die § 19 StromNEV-Umlage für das Jahr 2012 zur erstmaligen Einführung einen Planwert in Höhe von 440 Mio. Euro für die Umlage abgeschätzt. Die Höhe der §19 StromNEV-Umlage für das Kalenderjahr 2013 wird von den Übertragungsnetzbetreibern prognostiziert und veröffentlicht. Die Übertragungsnetzbetreiber haben für das Jahr 2013 eine StromNEV-Umlage in Höhe von 805 Mio. Euro veröffentlicht.

110. Welche Aktivitäten verfolgt die Bundesregierung in Bezug auf Stromspeicher?

In welchem Umfang soll es Forschungsförderprogramme geben?

In welchem Umfang sollen kleinere Speicher, die auch für private Verbraucher interessant sind, gefördert werden?

Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung darüber, wie sich derartige technologische Entwicklungen auf den Netzausbau und Kapazitätsmärkte auswirken?

Speicher könnten in Stromversorgungssystemen mit hohen bis sehr hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen dazu dienen, kurzfristige und saisonale Schwankungen erneuerbarer Energien auszugleichen und den Netzbetrieb zu unterstützen. Dazu werden aller-

dings kostengünstige Speichertechnologien benötigt, die aktuell noch nicht zur Verfügung stehen. Hauptziel der Bundesregierung ist daher die Unterstützung entsprechender Forschungs- und Entwicklungsvorhaben sowie von Demonstrationsprojekten. Im Mai 2011 haben die Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie, für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie für Bildung und Forschung daher eine gemeinsame Initiative zur Förderung von Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet von Energiespeichertechnologien gestartet. Durch diese „Förderinitiative Energiespeicher“ sind mit Stand Ende Oktober 2012 rund 98 Projekte mit einem Fördermittelvolumen von etwa 86 Mio. Euro bewilligt worden.

Die Bundesregierung prüft zudem, inwieweit und zu welchen Kosten die bereits heute verfügbaren Speichertechnologien zur Entlastung lokaler Netze sowie zur Bereitstellung wichtiger Systemdienstleistungen beitragen können. Dazu wurde im September 2012 im Rahmen der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ des BMWi die AG Speicher gegründet, in der alle Stakeholder zum Thema Speicher (Energiewirtschafts-, Verbraucher- und Umweltverbände, Netzbetreiber, Länder, Deutsche Energie-Agentur, Bundesnetzagentur) vertreten sind. Ziel ist die Formulierung von Handlungsempfehlungen an die Politik. Die AG wird vom Energieforschungszentrum Niedersachsen gutachterlich unterstützt.

Die Speicherung von Strom ist allerdings nur eine unter mehreren Optionen, um Angebot und Nachfrage am Strommarkt auszugleichen. Andere Optionen sind beispielsweise die flexiblere Auslegung von konventionellen Kraftwerken, der Stromaustausch mit dem Ausland sowie eine stärkere Anpassung der Stromnachfrage. Im Rahmen der Plattform Erneuerbare Energien des BMU setzt sich die Arbeitsgruppe 3 „Interaktion“ mit der Rolle der Speicher als eine von mehreren Flexibilitätsoptionen auseinander.

Zur Förderung von Speichern im Zusammenhang mit Photovoltaikanlagen wird die Bundesregierung Anfang 2013 ein neues technologieoffenes Marktanreizprogramm mit zinsgünstigen Krediten und Tilgungszuschüssen für dezentrale Speicher (insbesondere zur besseren Integration von kleinen bis mittelgroßen Photovoltaikanlagen) bei der KfW Bankengruppe starten.

Energieeffizienz

111. Welche Haushaltsmittel will die Bundesregierung langfristig für Förderprogramme zur Steigerung der Energieeffizienz zur Verfügung stellen?

Aus dem Kapitel 09 03 Titel 686 03 – Steigerung der Energieeffizienz – plant die Bundesregierung in den Jahren 2013 bis 2016 jeweils 29,9 Mio. Euro pro Jahr einzusetzen. Dazu kommen aus dem Energie- und Klimafonds aus den beiden Titeln Forschungs- und Entwicklungsvorhaben Energieeffizienz (Kapitel 60 92 Titel 683 02) und Energieeffizienzfonds (Kapitel 60 92 Titel 686 03) für 2013 304,464 Mio. Euro, für 2014 283,486 Mio. Euro und für 2015 und 2016 jeweils 308,385 Mio. Euro. Ebenso werden aus der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) Programme und Projekte gefördert, die unter anderem eine Steigerung der Energieeffizienz zum Ziel haben (z. B. Mini-KWK-Programm, Kälterichtlinie, Teile der Kommunalrichtlinie). Die NKI plant 2013 mit 240 Mio. Euro, für 2014 bis 2016 mit jeweils rund 218 Mio. Euro, in der Summe aus dem Bundeshaushalt und dem EKF. Für die Förderung von Maßnahmen zur energetischen Stadt- und Gebäudesanierung (Kapitel 60 92 Titel 661 01 und 661 07) stehen im Jahr 2013 rund 328,220 Mio. Euro zur Verfügung. Für die Jahre 2014 bis 2016 sind folgende Mittel eingeplant: 2014 rund 565,020 Mio. Euro, 2015 rund 614,800 Mio. Euro und 2016 rund 644,630 Mio. Euro.

112. Welche Maßnahmen sind im Einzelnen zur Steigerung
- a) der Energieeffizienz generell,
 - b) der Stromeffizienz (jeweils Erzeugung und Nutzung),
 - c) im Bereich Raumwärme und
 - d) im Bereich Warmwasser
- für wann und gegebenenfalls mit welchen Haushaltsansätzen geplant?

Die Förderprogramme unterscheiden nicht zwischen den hier genannten Bereichen, somit wäre nur eine vollständige Einordnung zu Frage 112a richtig.

113. Hat die Bundesregierung Erkenntnisse darüber, wie viel Energie und damit Kosten durch angepasstes Nutzerverhalten (Strom und Wärme) eingespart werden könnte (bitte nach Maßnahmen wie insbesondere Mieterinformation, hydraulischer Abgleich, Stand-by-Verluste etc. aufschlüsseln)?
- Wie soll dieses Nutzerverhalten gefördert werden?

Der Bundesregierung liegen keine genauen Erkenntnisse darüber vor, wie viel Energie und damit Systemkosten sich infolge der in den Antworten zu den Fragen 112 und 113 beschriebenen Maßnahmen einsparen lassen, da der Erfolg der Maßnahmen vor allem davon abhängt, wie stark sie vom möglichen Kreise der Begünstigten in Anspruch genommen werden.

114. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung darüber, wie viele Systemkosten (Netzausbau und Kraftwerke) durch die vorstehend erfragten Energieeffizienzmaßnahmen eingespart werden können?

Der Bundesregierung liegen keine genauen Erkenntnisse darüber vor, wie viel Energie und damit Systemkosten sich infolge der in den Antworten zu den Fragen 112 und 113 beschriebenen Maßnahmen einsparen lassen, da der Erfolg der Maßnahmen vor allem davon abhängt, wie stark sie vom möglichen Kreise der Begünstigten in Anspruch genommen werden.

115. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Höhe der Einsparmöglichkeiten durch stärkere Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)?

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen liefert einen erheblichen Beitrag zur Senkung der CO₂-Emissionen. Die verschiedenen Methoden, die es für die Berechnung der Einsparung gibt, belegen diese Aussage, auch wenn der Umfang der eingesparten Emissionen differiert. Nach einer Analyse von Prognos/BEA, die der Zwischenevaluierung des KWK-Gesetzes zu Grunde lag, wurden im Jahr 2010 durch den Betrieb von KWK-Anlagen gegenüber der ungekoppelten Erzeugung rund 46 Mio. Tonnen CO₂ eingespart (Verdrängungsmix-Ansatz, Referenzwert 2005: 720 g/kWh; 2020 rund 800 g/kWh). Die CO₂-Einsparung steigt bis 2020 auf rund 70 Mio. Tonnen an. Bei Nutzung einer anderen Methode zur Berechnung der Einsparung (Strommix-Ansatz, Referenzwert 2005: 597 g/kWh; 2020 rund 270 g/kWh) fällt die CO₂-Einsparung mit 25 Mio. Tonnen geringer aus. Diese Einsparung bleibt bis zum Jahr 2020 trotz steigender KWK-Stromerzeugung aufgrund des sich schnell verbessernden Referenzsystems der Stromerzeugung durch Zunahme des Anteils CO₂-freier Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in etwa konstant. Für eine ausführliche Beschreibung der verschiedenen Methoden zur Messung

der CO₂-Einsparungen wird auf den Endbericht zur Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung verwiesen.

116. Mit welchem Zubau von KWK-Anlagen rechnet die Bundesregierung, die aufgrund der letzten Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes initiiert werden?

Hat die Bundesregierung gesicherte Kenntnisse, dass das 25-Prozent-Ziel von KWK an der Stromerzeugung eingehalten werden wird?

Wenn nein, welche Instrumente sind vorzusehen, um das Ziel zu erreichen?

Auf welche Informationen stützt die Bundesregierung ihre Position im Einzelnen?

Die Entwicklung des Anteils von KWK an der Stromerzeugung hängt von verschiedenen Faktoren ab. Hierzu zählen insbesondere auch die Entscheidung der Verbraucher für alternative Technologien – wie beispielsweise die Brennstofftechnik –, die Entwicklung der Brennstoffpreise, die Umsetzung des Ziels des Energiekonzepts zur Verbesserung der Stromeffizienz oder auch des regulatorischen Rahmens für den Strommarkt. Von der Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) im Jahr 2012, mit der insbesondere auch die Förderzuschläge für die KWK-Stromerzeugung und den Wärmenetzausbau angehoben wurden, wird ein Impuls zur Steigerung des Anteils ausgehen. Ausgangspunkt dieser Änderungen war die Analyse im Rahmen der Zwischenüberprüfung des KWKG, dass bei unveränderten Förderkonditionen bis zum Jahr 2020 nur ein Anteil von gut 20 Prozent erreicht werden kann. Die Bundesregierung wird die weitere Entwicklung beobachten. Insbesondere erfolgt gemäß § 12 KWKG im Jahr 2014 eine weitere Zwischenüberprüfung.

117. Wie will die Bundesregierung den Ausfall der Erlöse aus dem CO₂-Zertifikatehandel kompensieren, der zur Förderung der Gebäudesanierung eingeplant war?

Welche alternativen Finanzierungsmöglichkeiten werden angestrebt?

Es wird auf die Antwort zu Frage 60 verwiesen.

118. Wie will die Bundesregierung den Ausfall der Erlöse aus dem CO₂-Zertifikatehandel kompensieren, die für das 6. Energieforschungsprogramm vorgesehen waren?

Welche alternativen Finanzierungsmöglichkeiten werden angestrebt?

Es wird auf die Antwort zu Frage 60 verwiesen.

119. Welche Mittel will die Bundesregierung für den Ausbau der Energieberatung und Qualitätssicherung der Maßnahmen zur Gebäudesanierung zur Verfügung stellen?

120. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Kosten von Maßnahmen zur Qualitätssicherung hocheffizienter Sanierungsmaßnahmen, und welche Mittel will die Bundesregierung hierfür bereitstellen?

Die Fragen 119 und 120 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Für die Energieberatung privater Verbraucher, Gebäudeeigentümer und den Mittelstand stellte die Bundesregierung jährlich bedarfsgerecht 25 Mio. Euro zur Verfügung. Aus dem Energie- und Klimafonds werden ab 2012 zusätzlich Energie-Checks (für Haushaltsstrom, Gebäude und Anlagentechnik) für private Haushalte mit 6 Mio. Euro jährlich gefördert.

Qualitätssicherung bei der Bauausführung ist Bestandteil der KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren. Dies zeigt sich bereits daran, dass sowohl Zuschüsse als auch Tilgungszuschüsse erst gewährt werden, nachdem der Sachverständige die ordnungsgemäße Durchführung der beantragten Maßnahmen auf dem Verwendungsnachweis bestätigt hat. Bereits heute sind bei einem KfW-Effizienzhaus 55/40 Planung und Baubegleitung durch einen besonders qualifizierten Sachverständigen verbindlich nachzuweisen. Die Baubegleitungszuschüsse sind zum 1. Januar 2012 auf bis zu 4 000 Euro erhöht worden. Die Kosten von Qualitätssicherungsmaßnahmen bei der Bauausführung sind Bestandteil des Bauprozesses und werden nicht gesondert ausgewiesen. Insofern liegen der Bundesregierung dazu keine Angaben vor.

Zur Gewährleistung einer hohen Qualität der Energieberatung und der energetischen Fachplanung in der Gebäudesanierung wurde eine bundeseinheitliche Energieeffizienz-Expertenliste eingerichtet. In den Bundesprogrammen tätige Energieberater, Fachplaner und Fachleute für Baubegleitung werden eingetragen, wenn sie die vorgegebene Qualifikation nachweisen, durch Weiterbildung auf dem Stand der Technik bleiben, regelmäßigen Qualitätskontrollen zustimmen und unabhängig agieren. Diese Liste trägt sich durch Beiträge der Experten.

121. Welche (Mehr-)Ausgaben für Heizkosten entstehen den kommunalen Haushalten, weil Bezieher/-innen von Transferleistungen in Wohnungen leben, die nicht dem energetischen Standard entsprechen?

Liegen der Bundesregierung Schätzungen über die Höhe dieser Kosten in den nächsten 10 Jahren unter Berücksichtigung steigender Energiepreise vor?

Der Bundesregierung liegen hierzu keine Informationen bzw. Prognoseschätzungen vor. Im Rahmen der zweiteiligen Trägerschaft in der Grundsicherung für Arbeitssuchende nach dem Zweiten Buch Sozialgesetzbuch obliegt die Erbringung der Bedarfe für Unterkunft und Heizung den kommunalen Trägern. Für Leistungsberechtigte nach dem Zweiten und Zwölften Buch Sozialgesetzbuch sowie dem Asylbewerberleistungsgesetz werden Bedarfe für Unterkunft und Heizung in Höhe der tatsächlichen Aufwendungen anerkannt, soweit sie angemessen sind. Die Länder können die Kreise und kreisfreien Städte durch Gesetz ermächtigen oder verpflichten, durch Satzung zu bestimmen, in welcher Höhe Aufwendungen für Unterkunft und Heizung in ihrem Gebiet angemessen sind.

122. Welche Maßnahmen ergreift die Bundesregierung, so dass Haushalte, die Leistungen nach dem Zweiten Buch Sozialgesetzbuch (SGB II), dem SGB XII, und dem Asylbewerberleistungsgesetz (AsylbLG) bekommen, energieeffiziente Geräte erhalten können?

Wie steht die Bundesregierung in diesem Zusammenhang dazu, in diesen Rechtskreisen zur Existenzsicherung notwendige langlebige und sparsame Gebrauchsgüter, z. B. „weiße Ware“ als Antragsleistung zu gewähren?

Die Bundesregierung kann keine Vorgaben zum Erwerb energieeffizienter Haushaltsgeräte machen. Die Leistungen zur Sicherung des Lebensunterhalts

werden den Leistungsberechtigten in Form der Regelsätze nach dem Zwölften Buch Sozialgesetzbuch (SGB XII) bzw. Regelbedarfe nach dem Zweiten Buch Sozialgesetzbuch (SGB II) als pauschaler Geldbetrag zur eigenverantwortlichen Verwendung ausgezahlt. Aus dem Budget sind laufende und unregelmäßig bzw. in großen Abständen auftretende Bedarfe zu decken.

Im Regelbedarf sind Bedarfe für Haushalte erfasst. Insoweit ist bei defekten Geräten ein Darlehen nach § 24 Absatz 1 SGB II unter Berücksichtigung von § 42a SGB II bzw. nach § 37 SGB XII für eine Neuanschaffung eines Ersatzkühlschranks möglich. Die Entscheidung über die Energieeffizienz obliegt dem Leistungsberechtigten.

Leistungsberechtigte nach dem AsylbLG kommen zumeist ohne Hausrat und werden im Bundesgebiet zunächst in Aufnahmeeinrichtungen untergebracht. Dort werden ihnen gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1 und 3 AsylbLG Gebrauchsgüter des Haushalts leihweise als Sachleistungen zur Verfügung gestellt. Diese Regelung gilt auch nach der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts vom 18. Juli 2012 fort. Über die Art des Hausrats und damit auch die Energieeffizienz der anzuschaffenden Haushaltsgeräte entscheiden die für die Durchführung des AsylbLG zuständigen Leistungsbehörden, da sie das AsylbLG als eigene Angelegenheit ausführen. Bei einer Unterbringung außerhalb von Aufnahmeeinrichtungen sind die notwendigen Kosten für Hausrat gemäß § 3 Absatz 2 Satz 2 a. E. AsylbLG zu gewähren, so dass diese Entscheidung bei den Leistungsberechtigten liegt.

123. Welche Kriterien sind in den Bereichen des SGB II, SGB XII und AsylbLG für die Erstausrüstung einer Wohnung hinsichtlich der Energieeffizienz bei Haushaltsgeräten maßgeblich?

Im Rahmen der zweigeteilten Trägerschaft in der Grundsicherung für Arbeitssuchende obliegt die Erstausrüstung der Wohnung einschließlich der Ausstattung mit Haushaltsgeräten dem kommunalen Träger. Entsprechendes gilt auch für das SGB XII und AsylbLG. Die kommunalen Träger nutzen im Falle von Bedarfen für die Erstausrüstung einer Wohnung grundsätzlich auch sogenannte Möbellager oder sie zahlen Pauschalbeträge. Im ersten Fall steht es den kommunalen Trägern im Rahmen der kommunalen Daseinsvorsorge frei, welche Haushaltsgeräte bereitgestellt werden. Im Falle von pauschalierten Geldleistungen liegt die Entscheidung bei den Leistungsberechtigten.

124. Welche Maßnahmen und Mittel sind vorgesehen, um im sozialen Wohnungsbaubestand energetische Standards nach KfW 100 zu erreichen?

Auch für Wohnungen, die im sozialen Wohnungsbau bzw. im Rahmen der sozialen Wohnraumförderung errichtet wurden, können Mittel aus den KfW-Programmen zur energetischen Sanierung in Anspruch genommen werden. Darüber hinaus fördern die Länder, bei denen seit Inkrafttreten der Föderalismusreform I zum Jahr 2007 die ausschließliche Zuständigkeit für den sozialen Wohnungsbau liegt, im Rahmen ihrer Bestandsprogramme die energetische Modernisierung.

Zum Ausgleich für den Wegfall der früheren Bundesfinanzhilfen stellt der Bund den Ländern für die Wohnungsbauförderung bis einschließlich 2013 jährlich mehr als 518 Mio. Euro zur Verfügung. Über die Fortführung dieser Kompensationsleistungen wird derzeit verhandelt.

125. Mit welchen Kostenargumenten wird die Reduzierung des Primärenergiebedarfs im Gebäudebereich vorrangig durch eine Umstellung der Energieträger (z. B. von Öl auf Biomasse) an Stelle einer Energieeinsparung durch Maßnahmen zum baulichen Wärmeschutz im Arbeitsentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung vom 28. März 2012 der Novelle der Energieeinsparverordnung begründet?

Mit einer alleinigen Umstellung auf klimafreundlichere Energieträger lassen sich die verschärften Anforderungen des nunmehr vorliegenden Referentenentwurfs zur Novellierung der Energieeinsparverordnung vom 15. Oktober 2012 nicht erbringen. Denn die Energieeinsparverordnung sieht neben einer weitestgehend technologieoffenen Erfüllung der Anforderung an den Jahresprimärenergiebedarf immer auch die Einhaltung von Mindestanforderungen an die Wärmedurchgangskoeffizienten der Gebäudehülle (Nebenanforderung) vor. Der Referentenentwurf sieht eine gegenüber der geltenden EnEV verschärfte Nebenanforderung vor, die ausschließlich durch verbesserten baulichen Wärmeschutz erfüllt werden kann.

126. Anhand welcher Studien oder Gutachten beurteilt die Bundesregierung die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen zur Gebäudesanierung, die im Hinblick auf zukünftige Effizienzstandards (z. B. durch die Energieeinsparverordnung) vorgegeben werden?

Im Rahmen der Vorbereitung der Novellierung der EnEV wurden u. a. die Gutachten „Evaluierung und Fortentwicklung der EnEV 2009: Untersuchung zu ökonomischen Rahmenbedingungen im Wohnungsbau“ und „Untersuchung zur weiteren Verschärfung der energetischen Anforderungen an Gebäude mit der EnEV 2012: Teil 2 – Anforderungsmethodik, Regelwerk und Wirtschaftlichkeit“ berücksichtigt.

127. Wie beabsichtigt die Bundesregierung, das angestrebte Ziel einer Senkung des Energieverbrauchs im Gebäudebestand bis 2050 um 80 Prozent zu erreichen, wenn sich die Maßnahmen für Gebäudeeigentümer/-innen unter aktuellen Bedingungen nicht „wirtschaftlich“ darstellen lassen?

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 hat das Ziel, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Klimaneutral heißt, dass die Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Energiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt werden soll. Dafür wird angestrebt, den Primärenergiebedarf in einer Größenordnung von 80 Prozent zu reduzieren. Erreicht werden soll das u. a. durch eine Minderung des Endenergiebedarfs und eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien.

Um dieses Ziel zu erreichen, hat die Bundesregierung im Energiekonzept festgelegt, Anreize statt Zwänge setzen zu wollen und wirtschaftliche Anreize in den Mittelpunkt zu stellen, um die für investitionsbereite Eigentümer derzeit unwirtschaftlichen Maßnahmen rentabel zu machen.

128. Hat die Bundesregierung Kenntnis darüber, wie unterschiedlich wirtschaftlich die Energieeffizienzmaßnahmen bei den verschiedenen Gebäudetypen wie beispielsweise Hallengebäuden sind?

Wenn ja, wie will die Bundesregierung die vorhandenen Potenziale ausschöpfen?

Die Potentiale von wirtschaftlichen energetischen Anforderungen an verschiedene Gebäudetypen, darunter auch von Hallengebäuden, wurden im Rahmen der Begleitgutachten zur Novellierung der Energieeinsparverordnung untersucht. Die Ergebnisse wurden geprüft und in konkrete Anforderungen an die einzelnen Gebäudetypen umgesetzt. Die Studien wurden auf der folgenden Internetseite veröffentlicht: www.bbsr-energieeinsparung.de

129. Wenn es zur steuerlichen Förderung der Gebäudesanierung im Vermittlungsausschuss eine Einigung gibt, mit welcher Energieeffizienzsteigerung im Gebäudebestand rechnet die Bundesregierung bei der nun anstehenden steuerlichen Förderung der Gebäudesanierung?

Der Vermittlungsausschuss hat am 12. Dezember 2012 die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung abgelehnt.

Die Bundesregierung wird ihre Energie- und Klimaschutzziele konsequent weiterverfolgen und noch stärker ihren Beitrag dazu leisten, das große Potential zur Verbesserung der Energieeffizienz von Wohngebäuden zu mobilisieren.

Die Bundesregierung hat dazu jetzt einen Alternativvorschlag in Form einer verbesserten Zuschussförderung der KfW Bankengruppe für hocheffiziente Sanierungsmaßnahmen beschlossen, der insbesondere Sanierungsanstrengungen von selbstnutzenden Wohneigentümern unterstützt. Die Mittel in Höhe von insgesamt 2,4 Mrd. Euro für acht Jahre werden aus dem Energie- und Klimafonds zur Verfügung gestellt.

Die Steigerung der Energieeffizienz hängt vom Ausgangszustand der zu sanierenden Gebäude sowie dem erreichten Effizienzniveau nach der Sanierung ab.

Verbraucherinformation

130. Welche Maßnahmen will die Bundesregierung ergreifen, um Verbraucher stetig und detailliert über die jeweils tatsächlich entstandenen Kosten der Energiewende zu informieren, damit diese die Möglichkeit haben, Preiserhöhungsargumentationen der Energieversorger kritisch zu bewerten und eine bewusste Entscheidung zu treffen?

Auf Basis des Beschlusses des Bundeskabinetts zum Monitoring-Prozess vom 19. Oktober 2011 wird die Bundesregierung jährlich einen Monitoringbericht vorlegen und dabei die für das Vorjahr vorliegenden energiestatistischen Daten berücksichtigen. Der erste Monitoring-Bericht wurde am 19. Dezember 2012 veröffentlicht und ist unter www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=543190.html abrufbar. Zudem wird alle drei Jahre ein zusammenfassender Fortschrittsbericht erstellt, der auf einer mehrjährigen Datenbasis beruht. Er bietet Gelegenheit für tiefer gehende Analysen, für die gegebenenfalls statistische Sonderaufbereitungen vorgenommen werden.

Darüber hinaus veröffentlicht die Bundesregierung Informationen rund um die Energiewende sowie Ergebnisse aktueller Forschungsvorhaben. Informationen sind insbesondere erhältlich über www.bmwi.de/DE/Themen/energie.html sowie zum Ausbau der erneuerbaren Energien auf der Seite: www.erneuerbare-energien.de.

Unabhängig von Informationen, die die Bundesregierung veröffentlicht, kommt es aber entscheidend darauf an, dass die Verbraucher Angebote verschiedener Anbieter vergleichen und ggf. den Anbieter wechseln. Nur so kommen letztlich die Wirkungsmechanismen des Wettbewerbs zum Tragen.

131. Hält die Bundesregierung es für sinnvoll, für Internettarifvergleichsportale eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, um im Zuge der Energiewende Markttransparenz zu gewährleisten?

Die Bundesregierung sieht derzeit keine Notwendigkeit für eine gesetzliche Regelung. In Deutschland haben sich bereits mehrere unabhängige und kundenorientierte Energiepreisvergleichsportale etabliert, welche zur Markttransparenz beitragen, sowie renommierte Zertifizierungseinrichtungen, welche die Qualität von Vergleichsportalen bewerten. Schon zwei Drittel der deutschen Verbraucher informieren sich vor einer Kaufentscheidung im Internet. Damit nimmt die Bundesrepublik Deutschland eine Spitzenposition unter den EU-Mitgliedstaaten ein. Der Council of European Energy Regulators (CEER) hat im Jahr 2012 Anforderungen an internetbasierte Preisvergleichsrechner definiert. Der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten weit entwickelte deutsche Marktdiente dabei als Vorbild; die erarbeiteten Empfehlungen des CEER entsprechen vielfach den in Deutschland bereits auf freiwilliger Basis umgesetzten Standards.

132. Welche Möglichkeiten sieht die Bundesregierung jeweils im Einzelnen, um den Verbrauchern
- a) die kostensenkenden Effekte beim Strompreis aufgrund der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, die vermiedenen externen Kosten, den vermiedenen Import fossiler Energie und damit die „Nettokosten“ des EEG,
 - b) die vermiedenen externen Kosten aufgrund von Maßnahmen der Energiewende generell,
 - c) die vermiedenen Kosten einer Erneuerung des Kraftwerksparks im Referenzfall ohne Energiewende,
 - d) die durch Erhalt nicht über die Energiewende veranlassten Kosten von Ausbau und Erhalt der Netze,
 - e) den durch die Energiewende in Deutschland veranlassten Aufwuchs bei Beschäftigung und Wertschöpfung

insbesondere auf Stromrechnungen, Rechnungen für den Bezug von Heizöl, Erdgas, Nah- und Fernwärme sowie auf Nebenkostenabrechnungen durch Vermieter transparent zu machen?

Welche anderen Möglichkeiten bestehen gegebenenfalls?

Die Auswirkungen der Energiewende sind selten monokausaler Natur und nur durch komplexe Modellrechnungen auf Basis verschiedener Szenarien zu berechnen. Eine Klassifizierung zu einer Bezugsgröße ist aufgrund der Komplexität der Thematik nicht möglich. Um die Bürgerinnen und Bürger dennoch ausreichend über den Transformationsprozess zu informieren, veröffentlicht die Bundesregierung alle Informationen rund um die Energiewende sowie Ergebnisse aktueller Forschungsvorhaben auf den Internetseiten der zuständigen Ministerien. Spezielle Informationen zum Ausbau der erneuerbaren Energien werden auf der Seite www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/aktuell/4590.php regelmäßig aktualisiert.

133. Wie wird die Bundesregierung sicherstellen, dass bei Werbung und Verkauf von technischem Gerät generell, insbesondere aber Gütern für Haushalts-, Informations- und Unterhaltungszwecke bei Endverbrauchern, die bei typischem Gebrauch und mittlerer Lebensdauer zu erwartenden Lebenszykluskosten deutlich und transparent dargestellt werden?

Die Energieverbrauchskennzeichnungsrichtlinie ist ein wichtiges Instrument zur Steigerung der Energieeffizienz. Das BMWi setzt sich daher innerhalb der Europäischen Union sowie bei der Umsetzung der Richtlinie stets für angemessene, technologieneutrale Produktanforderungen ein, die technisch machbar, ökologisch sinnvoll und wirtschaftlich vertretbar sind. Insbesondere muss sichergestellt sein, dass nichtenergiebezogene Anforderungen an Produkte zuverlässig messbar und von Marktüberwachungsbehörden einfach überprüfbar sind.

134. Welche Maßnahmen ergreift die Bundesregierung, damit Haushalte, die Leistungen nach dem SGB II, SGB XII oder AsylbLG beziehen, eine kostenfreie Energieberatung bekommen?

Für einkommensschwache Haushalte wird die vom BMWi geförderte Energieberatung des Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. und der Verbraucherzentralen in bundesweit 650 Beratungsstellen und kommunalen Räumen kostenlos angeboten und von unabhängigen Fachleuten, meist Ingenieuren, durchgeführt. Zusätzlich werden seit September 2012 bundesweit für Mieter und Hauseigentümer Basis-, Gebäude- und Brennwertchecks und ab 2013 auch Solarchecks angeboten. Bei einkommensschwachen Haushalten kommen die Fachleute ins Haus, ohne dass ein Eigenbeitrag gezahlt werden muss.

Das BMU fördert derzeit das Projekt „Stromspar-Checks in Haushalten mit geringen Einkommen“ des Bundesverbandes der Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschlands (eaD) und des Deutschen Caritasverband e. V. (DCV). Ein neuer Antrag auf Zuwendung für das Projekt „Stromsparmcheck PLUS“ wurde im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative bewilligt. Das Projekt ist am 1. Januar 2013 gestartet. Seit dem 21. November 2012 können sich zusätzlich auf der Internetplattform der Stromsparinitiative unter www.die.stromsparinitiative.de alle Bürgerinnen und Bürger kostenlos zum Thema Stromsparen informieren. Das Angebot wird fortlaufend erweitert. Im Mittelpunkt steht dabei ein kostenloser Online-StromCheck für Verbraucher. Mit diesem Rechner und weiterführenden Onlineratgebern finden Verbraucher schnell und kostenlos heraus, welche individuellen Einsparpotenziale in ihrem Haushalt vorhanden sind. Für die konkrete Umsetzung sind anschließend die Kontaktdaten von verschiedenen Experten vor Ort abrufbar. Die Internetplattform bietet Berechnungen für Beispielhaushalte, Stromspartipps und Informationen zu energieeffizienten Produkten. Außerdem werden weitere Projekte aus der Nationalen Klimaschutzinitiative wie die EcoTopTen-Listen, der bereits erwähnte Stromspar-Check für einkommensschwache Haushalte und die Aktion „1.000 Euro Strom sparen“ vorgestellt.

135. Hat die Bundesregierung bis heute die Möglichkeiten des § 29 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen genutzt, um Preissteigerungen der Versorgungsunternehmen zu überprüfen?

Wird sie bei der Umsetzung der nächsten Anpassung zur EEG-Umlage dieses Instrument nutzen?

Für die Anwendung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), einschließlich der Preismissbrauchsvorschrift in § 29 GWB im Energiebereich, sind ausschließlich die Kartellbehörden zuständig. Das Bundeskartellamt und

die Landeskartellbehörden haben in der Vergangenheit erfolgreich Preismissbrauchsverfahren gegen marktbeherrschende Energieanbieter auf § 29 GWB gestützt. Es steht im pflichtgemäßen Ermessen der Kartellbehörden, ob sie Anlass zur Verfahrenseinleitung sehen, wenn durch die gesetzlich grundsätzlich zulässige Abwälzung der EEG-Umlage Strompreise erhöht werden. Die Bundesregierung weist darauf hin, dass § 29 GWB kein Regulierungsinstrument zur laufenden und flächendeckenden Preiskontrolle ist. Die Vorschrift dient der Erleichterung der Feststellung missbräuchlich überhöhter Preise durch marktbeherrschende Energieanbieter.

Die Bundesregierung weist zudem darauf hin, dass die Höhe der EEG-Umlage von den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern nach den Vorgaben des § 3 der Ausgleichsmechanismusverordnung auf Grundlage der Differenzkosten des EEG berechnet und auf alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen in derselben Höhe umgelegt wird, soweit kein gesetzlicher Privilegierungsstatbestand greift. Die Festsetzung der Höhe der EEG-Umlage durch die Übertragungsnetzbetreiber wird schließlich durch die Bundesnetzagentur überwacht.

136. Teilt die Bundesregierung die Einschätzung, dass das gegenwärtig von privaten Haushalten geforderte Entgelt für Strom um durchschnittlich 3 Cent/kWh zu hoch liegt?

Nein, da die Bundesregierung keine Einschätzung zu Strompreisen vornimmt.

137. Hat die Bundesregierung im Zuge der wettbewerblichen Analyse des Erzeugungsmarktes geprüft, ob die gesunkenen Strompreise für Langfristverträge von Großkunden an die privaten Haushalte weitergegeben wurden?

Wenn ja, mit welchem Ergebnis?

Wenn nein, warum nicht?

Die Bundesregierung ist für derartige Prüfungen nicht zuständig. Der Bundesregierung ist bekannt, dass die Preisentwicklung bei Großkunden und privaten Haushalten teilweise unterschiedlich verläuft. Ein direkter Zusammenhang zwischen Strompreisen für Langfristverträge von Großkunden und Strompreisen für private Haushalte bestünde nur für den Fall, dass diese Großkunden die Privathaushalte beliefern würden. Ob in diesen Fällen Preissenkungen weitergegeben wurden, entzieht sich der Kenntnis der Bundesregierung.

Anlage zu Frage 33

Jahr	Steuerentlastung für bestimmte Prozesse und Verfahren gemäß § 51 EnergieStG (in Mio. Euro) ¹	Steuerentlastung für bestimmte Prozesse und Verfahren gemäß § 9a StromStG (in Mio. Euro) ²	Allgemeine Steuerermäßigung gemäß § 25 MinöStG a. F. bzw. § 54 EnergieStG (in Mio. Euro) ³	Allgemeine Steuerermäßigung gemäß § 9 Absatz 3 StromStG a. F. bzw. § 9b StromStG (in Mio. Euro) ⁴	Spitzenausgleich gem. § 25a MinöStG a. F. bzw. § 55 EnergieStG (in Mio. Euro) ⁵	Spitzenausgleich gemäß § 10 StromStG (in Mio. Euro) ⁶
2000			851	2 250		
2001			957	2 710	15	210
2002			994	3 170	15	280
2003			1 457	1 850	240	1 700
2004			1 594	1 850	240	1 700
2005			342	1 850	240	1 700
2006	159	16	366	1 850	240	1 700
2007	560	300	236	2 100	170	1 700
2008	586	300	315	2 100	162	1 800
2009	575	367	317	2 200	146	1 758
2010	605	393	333	2 200	176	1 766
2011	565	556	274	354	170	1 918

¹ Die Energiesteuerentlastung für bestimmte Prozesse und Verfahren ist am 1. August 2006 in Kraft getreten.

² Die Stromsteuerentlastung für bestimmte Prozesse und Verfahren ist am 1. August 2006 in Kraft getreten.

³ Die Steuerbegünstigungstatbestände in § 25 MinöStG a. F. bzw. – ab 1. August 2006 – § 54 EnergieStG beziehen sich auf Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft. § 25 MinöStG a. F. beinhaltet darüber hinaus die Steuerbegünstigung für die Stromerzeugung und für KWK-Anlagen (ab 1. August 2006 in § 53 EnergieStG geregelt). Eine gesonderte Ausweisung der im Rahmen des § 25 MinöStG a. F. auf die allgemeine Steuerermäßigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes bzw. Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft zurückzuführenden Steuermindereinnahmen einerseits und der auf die Steuerbegünstigung für die Stromerzeugung und für KWK-Anlagen zurückzuführenden Steuermindereinnahmen andererseits erfolgt seit 2005. Die Werte für die Jahre 2000 bis 2004 weisen dementsprechend die Steuermindereinnahmen aus beiden Bereichen aus.

⁴ Der Steuerbegünstigungstatbestand in § 9 Absatz 3 bezieht sich auf Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft. Seit Anfang des Jahres 2011 ist die allgemeine Steuerermäßigung in § 9b StromStG geregelt.

⁵ Im Jahr 2000 waren genauere Berechnungen der Steuermindereinnahmen wegen unzureichenden Datenmaterials nicht möglich.

⁶ Im Jahr 2000 waren genauere Berechnungen der Steuermindereinnahmen wegen unzureichenden Datenmaterials nicht möglich.

