

Strompreise und Energiekosten in der Energiewende zur Klimaneutralität

Stellungnahme
zur Anhörung des Ausschusses für
Wirtschaft, Landesentwicklung, Energie, Medien
und Digitalisierung
des Bayerischen Landtags
am 28. Oktober 2021

Berlin,
24. Oktober 2021

Dr. Felix Chr. Matthes

Büro Berlin
Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

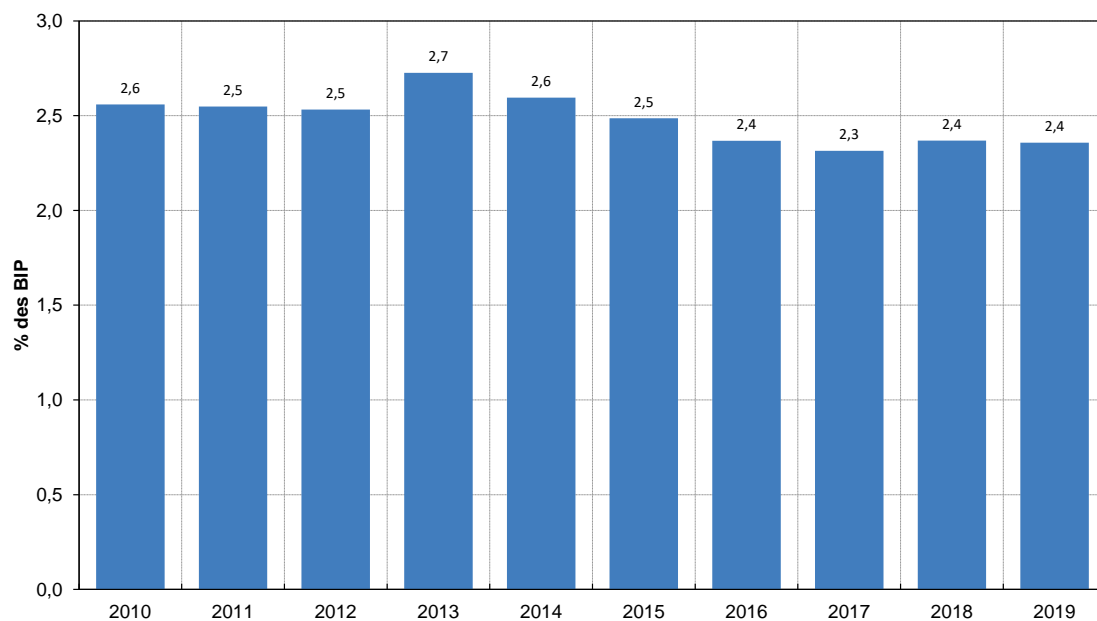
I. Begrifflichkeiten und Definitionen

1. Welche Kriterien könnten (für Unternehmen einerseits und für private Haushalte andererseits) entwickelt werden, nach denen ein Strompreis als bezahlbar zu klassifizieren ist?
2. Gibt es Definitionen für „Bezahlbarkeit“ auch in anderen Wirtschaftsbereichen, z.B. Wohnwirtschaft, Mobilität, Ernährung?

Es gibt (bisher) kein allgemein anerkanntes Kriterium für die Einordnung von Strompreisen als „bezahlbar“. Dies ist mit Blick auf Strompreise auch nicht sinnvoll, da sich die Bezahlbarkeit nicht an den Strompreisen, sondern allenfalls an den Stromkosten orientieren kann. Gleichzeitig verdeutlicht der Trend zur Sektorintegration (Elektromobilität, Elektrifizierung des Wärmesektors) wie auch die Rolle der Preis- und Kostenvolatilitäten im Bereich von Brenn- und Kraftstoffen (Mineralölprodukte, Erdgas) und das Vordringen neuer Energieträger mit neuen Kostenniveaus (Wasserstoff, ggf. synthetische Brennstoffe), dass isolierte Betrachtungen von Strompreisen bzw. -kosten immer weniger aussagekräftig werden. Gleichwohl gibt es Versuche, die Energiekostensituation auf Basis regelmäßiger Berechnungen und Veröffentlichungen sinnvoll einzuordnen:

- die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ veröffentlicht in ihren Stellungnahmen einen Indikator zum Anteil der Letztverbraucherabgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt (Abbildung 1).

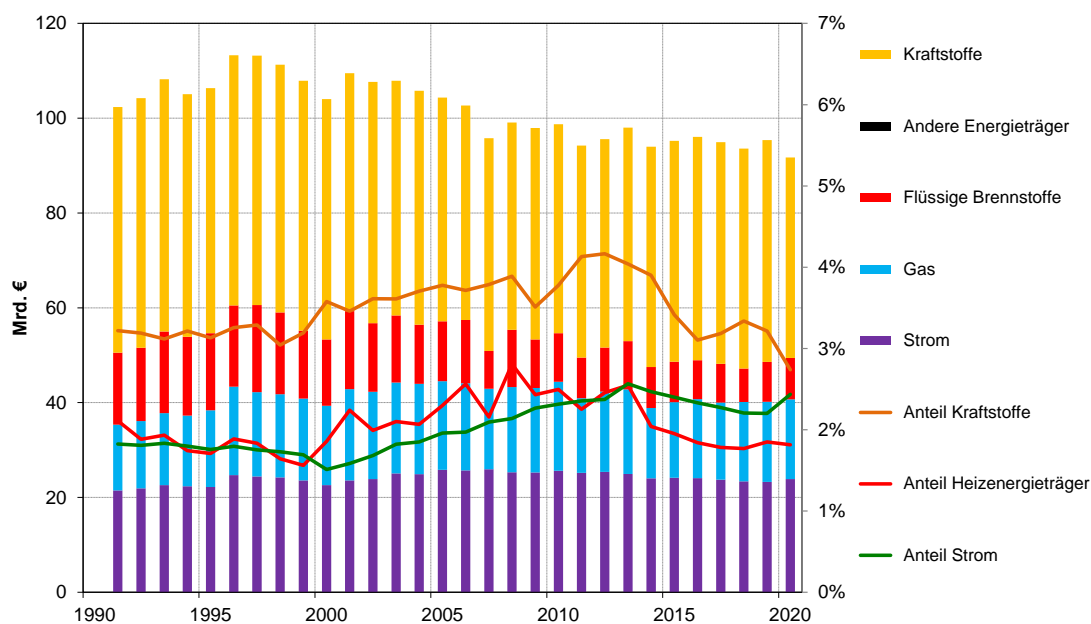
Abbildung 1: Konsumausgaben der privaten Haushalte für Energie, 2010-2019



Quelle: Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts

- das Statistische Bundesamt veröffentlicht im Rahmen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) Angaben zu Konsumausgaben, aus denen entsprechende Belastungs-Indikatoren errechnet werden können (Abbildung 2).

Abbildung 2: Konsumausgaben der privaten Haushalte für Energie, 1991-2020



Quelle: Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts

- das BMWi veröffentlicht Daten zu den Anteilen von Heiz- und Kraftstoff- sowie Stromkosten am Nettoeinkommen verschiedener Haushaltstypen (Tabelle 1).

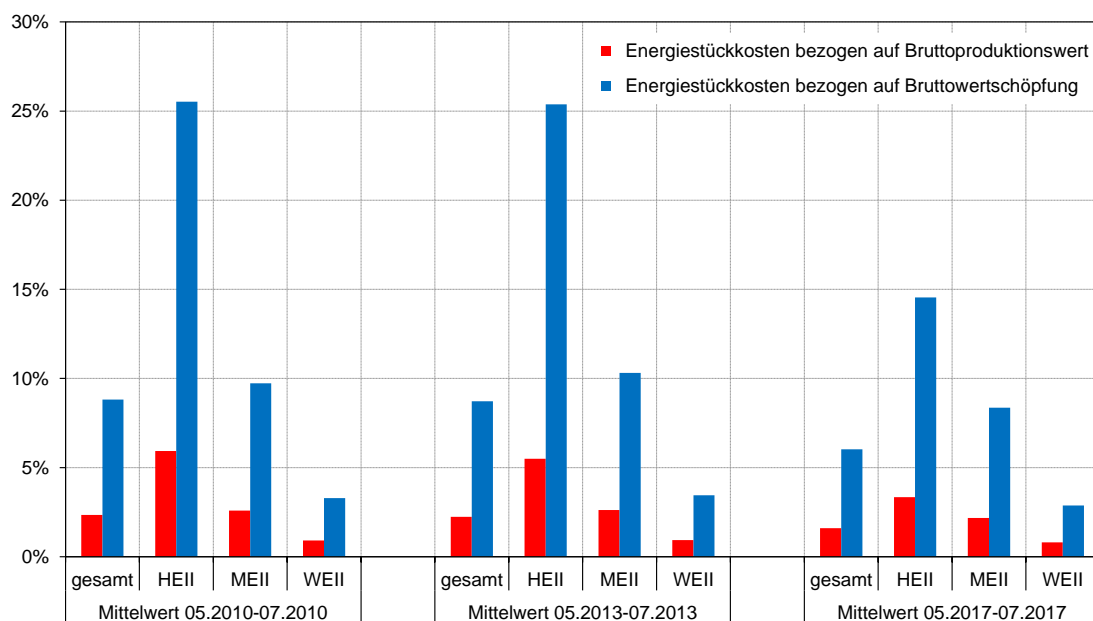
Tabelle 1: Anteil der jährlichen Energieausgaben typischer Privathaushalte am Nettoeinkommen, 1991-2019

| | Ein-Personenhaushalt | | | | | | | | Vier-Personenhaushalt | | | | | | | |
|------|---------------------------|--------|--------|-------|-------------------|--------|--------|-------|-----------------------|--------|--------|-------|-------------------|--------|--------|-------|
| | Durchschnitt | | | | einkommensschwach | | | | Durchschnitt | | | | einkommensschwach | | | |
| | Strom | Erdgas | Benzin | Summe | Strom | Erdgas | Benzin | Summe | Strom | Erdgas | Benzin | Summe | Strom | Erdgas | Benzin | Summe |
| | % des Haushaltseinkommens | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1991 | 1,5 | 1,8 | 4,3 | 7,5 | 2,5 | 2,9 | 7,1 | 12,6 | 1,9 | 2,2 | 2,1 | 6,2 | 3,7 | 3,5 | 0,0 | 10,3 |
| 2000 | 1,2 | 1,6 | 4,7 | 7,5 | 2,0 | 2,6 | 7,8 | 12,4 | 1,6 | 2,0 | 2,4 | 6,0 | 3,4 | 4,0 | 0,0 | 10,0 |
| 2010 | 1,6 | 2,2 | 5,6 | 9,4 | 2,7 | 3,6 | 9,4 | 15,7 | 2,0 | 2,6 | 2,7 | 7,3 | 4,4 | 4,5 | 0,0 | 12,2 |
| 2012 | 1,7 | 2,3 | 6,3 | 10,3 | 2,9 | 3,8 | 10,4 | 17,1 | 2,1 | 2,8 | 3,0 | 7,8 | 4,6 | 5,0 | 0,0 | 13,1 |
| 2014 | 1,9 | 2,3 | 5,7 | 9,9 | 3,2 | 3,8 | 9,5 | 16,6 | 2,2 | 2,6 | 2,6 | 7,3 | 4,3 | 4,3 | 0,0 | 12,2 |
| 2016 | 1,8 | 2,1 | 4,6 | 8,6 | 3,1 | 3,5 | 7,7 | 14,3 | 2,1 | 2,4 | 2,1 | 6,5 | 4,0 | 3,5 | 0,0 | 10,9 |
| 2017 | 1,8 | 2,0 | 4,8 | 8,6 | 3,1 | 3,3 | 8,0 | 14,3 | 2,1 | 2,2 | 2,2 | 6,5 | 3,7 | 3,6 | 0,0 | 10,8 |
| 2018 | 1,8 | 1,9 | 4,9 | 8,6 | 3,0 | 3,2 | 8,2 | 14,4 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 6,4 | 3,6 | 3,7 | 0,0 | 10,7 |
| 2019 | 1,8 | 1,9 | 4,7 | 8,4 | 3,0 | 3,2 | 7,8 | 14,0 | 2,0 | 2,2 | 2,1 | 6,3 | 3,6 | 3,5 | 0,0 | 10,5 |

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

- das Öko-Institut hat bis zum Jahr 2017 auf monatlicher Basis sektorale Energiestückkosten (in Analogie zur wirtschaftspolitisch oft verwendeten Kategorie der Lohnstückkosten) für die deutsche Industrie insgesamt sowie die hoch-, mittel-, und wenig energieintensiven Industriesektoren (wiederum auf Basis hoch aufgelöster Sektoraten) ermittelt und veröffentlicht (Abbildung 3).

Abbildung 3: Energiestückkosten für die deutsche Industrie auf Basis von Bruttoproduktionswert und Bruttowertschöpfung, 2010-2017



Quelle: Statistisches Bundesamt, Berechnungen des Öko-Instituts

Neben diesen regelmäßig veröffentlichten Daten ist eine Vielzahl weiterer Daten (Einkommens- und Verbrauchsstichprobe, Mikrozensus, Kostenstrukturstatistiken etc.) grundsätzlich bzw. für Forschungszwecke verfügbar, wird aber nicht für Veröffentlichungen auf regelmäßiger Basis genutzt.

Hinsichtlich der grundsätzlichen Fragen lassen sich aus den vorstehend beschriebenen Aspekten die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- es gibt eine Vielzahl von Indikatoren, mit denen die Energiekostensituation von privaten Haushalten und Wirtschaft hinreichend differenziert beschrieben werden kann;
- es gibt bisher keine Kriterien, die die Frage der Bezahlbarkeit von Energiekosten im Bereich der privaten Haushalte sowie der Wirtschaft sinnvoll adressieren;

- mit Verweis auf andere Bereiche (z.B. mit Blick auf die Abgrenzung von „Armut“) lässt sich festhalten, dass immer pragmatische Abgrenzungskriterien gefunden werden können, diese aber stets auch umstritten bleiben werden;
- wichtig ist aber auch, dass eine solche ausschließlich auf Strom begrenzte Betrachtung nicht sinnvoll oder erkenntnisleitend ist bzw. dass es letztlich einer energieträgerübergreifenden Betrachtung bedarf;
- hinzuweisen ist aber auch auf die Tatsache, dass im Zuge des Übergangs zur Klimaneutralität die Kosten für die Energieträger (worauf auch immer bezogen) einen immer geringeren Teil der Kosten zur Bereitstellung der notwendigen Energiedienstleistungen ausmachen werden, da der Anteil der Kapitalkosten für Investitionen in immer energieeffizientere Geräte und Anlagen (Elektroautos, hochgedämmte Gebäude und Industrieanlagen) deutlich steigen und diese damit zunehmend anderen Ausgabenpositionen (Miete, Anschaffungskosten, Investitionen bzw. Abschreibungen etc.) zugerechnet werden.

3. Wäre es sinnvoll neben dem Ziel der Bezahlbarkeit die Ziele der volkswirtschaftlichen Effizienz und der Kostenwahrheit und Kostenklarheit gleichwertig zu berücksichtigen?

Wenn das Konzept der Bezahlbarkeit zumindest bisher nicht wirklich operationalisiert werden kann, ist es jenseits der deklamatorischen Zielstellung als Zielvorgabe wenig geeignet. Dies gilt aber letztlich auch für das bisher im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) niedergelegte Ziel der Preiswürdigkeit oder die in der wirtschaftswissenschaftlichen Diskussion bezüglich der praktischen Ermittelbarkeit herausfordernde bzw. immer wieder umstrittene Einordnung von Kosteneffizienz (ob in statischer oder dynamischer Hinsicht).

Mit Blick auf die für politische Prozesse oft viel relevanteren Verteilungseffekte, aber auch die entsprechenden Gegenstrategien erscheint es daher als weniger zielführend, das Konzept der Bezahlbarkeit in Richtung einer sinnvollen Operationalisierung weiterzuentwickeln sondern mit Blick auf die besonders verletzbaren Teile von Bevölkerung und Wirtschaft die bisher ja teilweise bereits existierenden Ansätze pragmatisch fortzuentwickeln.

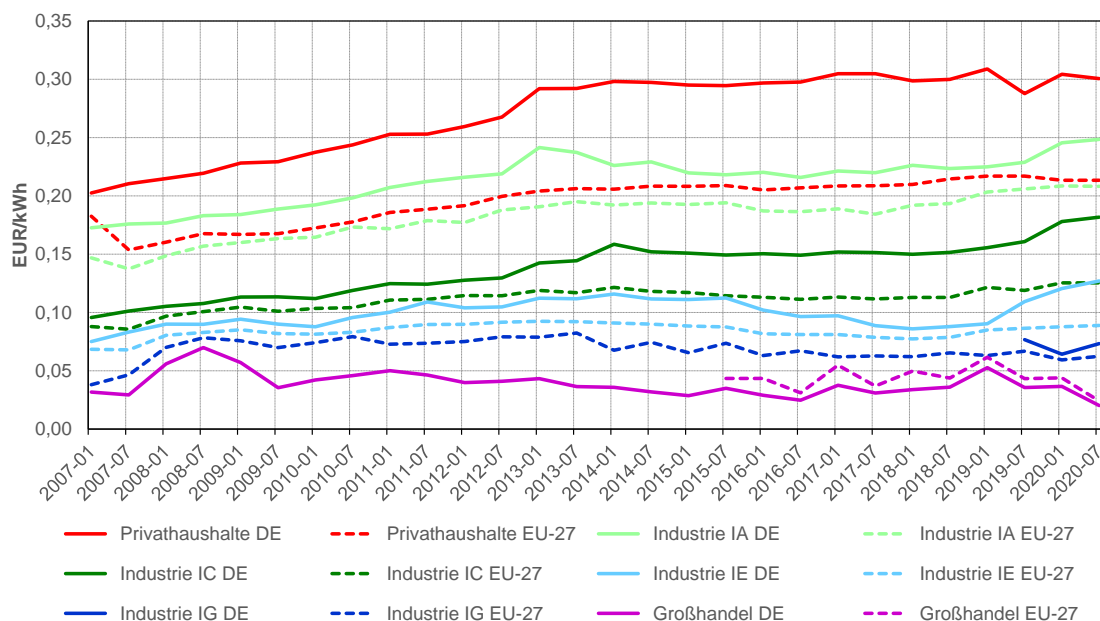
II. Entwicklung der Strompreise

1. Wie hat sich der Strompreis (Haushaltsstrom, Industriestrom) in den letzten 10 Jahren entwickelt?

Die Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Strompreise in Deutschland und im Durchschnitt der EU-27 erstens für private Haushalte (inklusive aller Steuern, Abgaben und Umlagen) sowie zweitens für ausgewählte Industrieabnahmefälle (in der Nomenklatur von Eurostat sowie ohne erstattbare bzw. nicht zahlbare Steuern, Abgaben und Umlagen) und drittens die Großhandelsmärkte seit 2007. Die Übersicht verdeutlicht folgende Sachverhalte:

- die Strompreise für private Haushalte sind seit 2007 deutlich gestiegen und dies zumindest bis etwa 2013 mit einer höheren Dynamik als im Durchschnitt der EU, wobei die Preise im Mittelwert der EU-27 deutlich niedriger liegen als in Deutschland;
- für die verschiedenen Industrieabnahmefälle liegen die Strompreise in Deutschland über dem jeweiligen Vergleichsfall für den Mittelwert der EU-27, die Wachstumsdynamik ist im Zeitverlauf sehr uneinheitlich, die Abstände der Preisniveaus sind jedoch deutlich geringer und sinken insbesondere bei sehr großen Abnahmemengen;
- die Großhandelspreise in Deutschland liegen dagegen unter den Durchschnittswerten für die EU.

Abbildung 4: Strompreise für verschiedenen Abnehmergruppen und den Großhandelsmarkt, 2007-2020



Quelle: Eurostat, Europäische Kommission, European Energy Exchange, Berechnungen des Öko-Instituts

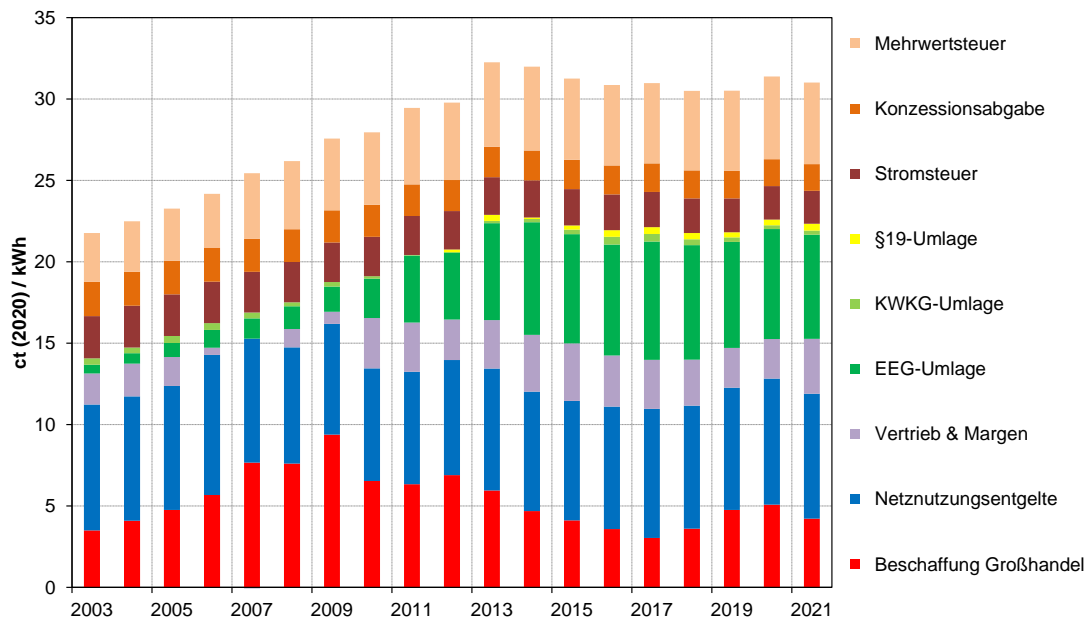
2. Welche Faktoren haben die Strompreisentwicklung in den letzten 10 Jahren maßgeblich beeinflusst?

Die Abbildung 5 zeigt zunächst die Entwicklung der Haushaltsstrompreise für den Zeitraum 2003 bis 2021. Zur besseren Identifikation der diversen Einflussgrößen wurde die Preisentwicklung auf reale Preise, d.h. die Preisbasis 2020 umgerechnet, um zunächst die allgemeine Inflationsentwicklung als Einflussgröße herauszufiltern. Letztlich werden die inflationsbereinigten Preistrends vor allem durch drei Entwicklungen getrieben:

- die Entwicklung der Beschaffungskosten auf den Großhandelsmärkten mit sehr uneinheitlichen Trends;
- die Entwicklung der EEG-Umlage, die vor allem im Zeitraum von 2009 bis 2013 in erheblichem Maße zur Entwicklung der Strompreisdynamik beigetragen hat;
- die Mehrwertsteuer, die als Prozentsatz auf die Gesamtkosten sich natürlich mit Veränderungen der verschiedenen Strompreisbestandteile ebenfalls verändert.

Alle anderen Bestimmungsgrößen sind im generellen Trend und inflationsbereinigt ungefähr stabil geblieben sind (Netznutzungsentgelte) bzw. wegen unveränderter Sätze inflationsbedingt gesunken (Stromsteuer, Konzessionsabgabe).

Abbildung 5: Haushaltstrompreise zu realen Preisen auf Preisbasis 2020, 2007-2021



Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Bundesnetzagentur, Eurostat, European Energy Exchange, Berechnungen des Öko-Instituts

Für Stromverbraucher jenseits der privaten Haushalte ergeben sich damit jeweils leicht abweichende Trends bzw. Bestimmungsgrenzen:

- für alle gewerblichen Verbraucher entfällt der (verstärkende) Beitrag der Mehrwertsteuer;
- für einen Teil der industriellen Stromabnehmer entfällt der Kostenbestandteil der EEG-Umlage nahezu ganz (ca. 60% des gesamten industriellen Stromverbrauchs) oder mit 80 bis 85% zu wesentlichen Teilen (knapp 5% des gesamten industriellen Stromverbrauchs);
- für besonders stromintensive Verbraucher im Bereich der Industrie kommen auf individueller Basis teilweise sehr stark reduzierte Netznutzungsentgelte zur Anwendung (die dann über die sog. §19-Umlage von den nicht privilegierten Stromverbrauchern finanziert werden).

3. Wie wird sich aus ihrer Sicht der Strompreis in den nächsten Jahren entwickeln und was ist für einen möglichst kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland zu beachten?

Die einzelnen Stromkostenbestandteile werden sich in den nächsten Jahren auf Basis der bisher absehbaren Trends unterschiedlich entwickeln:

- die EEG-Umlage wird vor dem Hintergrund der sehr breit getragenen politischen Absichtserklärungen (und mit Blick auf die zunehmende Sektorintegration auch notwendigerweise) eher kurzfristig abgeschafft bzw. über das Aufkommen aus der CO₂-Bepreisung anders finanziert werden;
- die Stromsteuer könnte mit hoher Wahrscheinlichkeit und aus den gleichen Motiven bis auf das EU-rechtlich zulässige Mindestniveau zurückgeführt werden (die entspricht einer Senkung um über 90%);
- die Netznutzungsentgelte können im Zusammenspiel von Netzinvestitionen und steigendem Netzdurchsatz mittelfristig (um bis zu 20%) und langfristig (um bis zu 30%) steigen;
- die Großhandelspreise hängen sehr stark von der Entwicklung der Brennstoffpreise auf den internationalen Brennstoffmärkten, den CO₂-Preisen im Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) sowie dem Anteil der regenerativen Stromerzeugung im deutschen und westeuropäischen Stromsystem ab und sind insofern vor allem mit Blick auf die Preise für Erdgas und Steinkohle letztlich nicht abschätzbar; die aktuell im Vergleich zum Durchschnitt des Jahres 2020 verdreifachten Großhandelspreise für Strom werden jedoch auf Grundlage der derzeit gehandelten Terminkontrakte an den Energiebörsen für den Zeithorizont 2023 wieder um etwa ein Drittel und für den Zeithorizont 2025 und Folgejahre um etwa die Hälfte zurückgehen.

Insgesamt können sich vor diesem Hintergrund mittelfristig (ca. 2025) Strompreise auf dem Niveau des Jahres 2010 (inflationsbereinigt) einstellen.

4. Welche externen Kosten der Stromproduktion werden in Deutschland bei der Ermittlung des Strompreises nicht berücksichtigt und welche Möglichkeiten zur Internalisierung dieser externen Kosten sind aus Ihrer Sicht sinnvoll?

Explizit wird derzeit über das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) nur die Externalität der Klimaveränderungen in der Preisbildung berücksichtigt. Werden andere Steuern und Umlagen auch als (implizite) CO₂-Preise interpretiert, so kommt in der Strompreisbildung heute eine internalisierte Klima-Externalität von knapp 200 €/t CO₂ zum Tragen. Dies ist im Vergleich zu den erwartbaren Klimaschadenskosten einerseits ein geringer Wert, im Vergleich zur expliziten und impliziten CO₂-Bepreisung im Verkehrs- und Wärmesektor ein vergleichsweise hohes Niveau (Tabelle 2). Diese Verzerrungen im Bereich der CO₂-Bepreisung sollten bei der Gestaltung des Übergangspfades zur Klimaneutralität dringend abgebaut werden.

Tabelle 2: Explizite und implizite CO₂-Bepreisung in Deutschland, 2021

| | | Nominaler | Impliziter | Ohne Infrastrukturkosten* | | Ohne kontra- |
|----------------------------|-----------------------|------------|------------------------|---------------------------|------------------------|------------------------|
| | | Steuersatz | Steuersatz | 15 Mrd. € p.a. | 35 Mrd. € p.a. | fakt. Invest** |
| | | € je ME | € je t CO ₂ | € je t CO ₂ | € je t CO ₂ | € je t CO ₂ |
| Heizöl EL | EUR/1.000 l | 61,35 | 23,03 | | | |
| Heizöl S (Wärme) | EUR/t | 25,00 | 7,94 | | | |
| Heizöl S (Strom) | EUR/t | 25,00 | 7,94 | | | |
| Erdgas (Wärme) | EUR/MWh | 5,50 | 30,23 | | | |
| Erdgas (Kraftstoff)*** | EUR/MWh | 13,90 | 76,39 | -26,00 | -198,20 | |
| Flüssiggas (Wärme) | EUR/1.000 kg | 60,60 | 21,64 | | | |
| Flüssiggas (Kraftstoff)*** | EUR/1.000 kg | 317,53 | 113,41 | -11,37 | -159,73 | |
| Benzin verbleit*** | EUR/1.000 l | 721,00 | 315,90 | 279,79 | 134,93 | |
| Benzin unverbleit*** | EUR/1.000 l | 654,50 | 286,76 | 253,99 | 122,49 | |
| Diesel*** | EUR/1.000 l | 470,40 | 179,06 | 165,55 | 35,23 | |
| Kohle (Wärme) | EUR/GJ | 0,33 | 3,47 | | | |
| BEHG (Wärme & Verkehr) | EUR/t CO ₂ | 25,00 | 25,00 | | | |
| Strom EU ETS | EUR/EUA | 55,00 | 55,00 | | | |
| Stromsteuer | EUR/MWh | 20,50 | 41,00 | | | |
| Umlagen auf Strom | EUR/MWh | 75,90 | 151,80 | | | 130,76 |
| Strom gesamt | EUR/MWh | 151,40 | 247,80 | | | 199,26 |

Anmerkungen: Stand 2021. - * Unter Berücksichtigung von kraftstoffspezifischen Finanzierungsbeiträgen für die Straßeninfrastruktur aus der Kfz-Steuer (8,7 Mrd. €) und der Lkw-Maut (3,1 Mrd. €). Den unteren Rand der Infrastrukturkosten markieren die aktuellen jährlichen Investitionen, den oberen Rand die Annuität der Gesamtkosten des Systems. - ** Unter Berücksichtigung eines kontrafaktischen Investitionsbeitrags von 11 €/MWh. - *** Die impliziten CO₂-Steuersätze beinhalten auch andere signifikante Externalitäten des Verkehrs (andere Schadstoffe, Lärm, Gesundheitseffekte), die für andere Energieträger geringer ausfallen.

Quelle: Öko-Institut

Nach den bisher vorliegenden Analysen bilden die Klima-Externalitäten für den Bereich der Stromerzeugung (ggf. neben den langfristigen Kosten großer nuklearer Unfälle) die dominierende Externalität. Die Internalisierung anderer externer Kosten ist zwar grundsätzlich immer sinnvoll, ist jedoch auch mit erheblichen praktischen Herausforderungen verbunden und wird aber die Gesamtsituation mit Blick auf die Gesamtbilanz der Kosteninternalisierung zumindest im Bereich der Stromerzeugung nicht signifikant verändern.

5. Welche Effekte hatte die Zunahme von Erneuerbaren Energien auf die Börsenstrompreise in den letzten 10-20 Jahren?

Eine umfassende ökonometrische Analyse dieses Effektes für die Jahre 2008 bis 2016 ergab einen Preissenkungseffekt von etwa 1,0 ct/kWh für das Jahr 2012 sowie 1,4 bis 1,6 ct/kWh für das Jahr 2016:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988314001042>

6. Welche Auswirkungen hat der Bau der HGÜ-Leitungen auf die Stromkosten und in welchem Maße wirken die Verzögerungen beim Bau kostentreibend?

HGÜ-Leitungen sind mit hohen Investitionskosten verbunden, werden aber auch über mehrere Dekaden (ca. 40 Jahre) abgeschrieben. Eine Investition von 10 Mrd. € führt dabei als Anhaltswert zu Netznutzungsentgelten von ca. 0,1 ct/kWh.

Eine Verzögerung des Übertragungsnetzausbaus führt zu Kosten des Engpassmanagements (*Redispatch*, Einspeisemanagement etc.), die auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden und etwa zu vier Fünfteln durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht werden. Im Jahr 2020 betrugen diese Kosten des Engpassmanagements etwa 1,4 Mrd. €, wobei davon 0,76 Mrd. € auf das Einspeisemanagement von EEG-Anlagen entfallen, die wiederum das EEG-Konto und damit die EEG-Umlage entlasten.

Der Ausbau von Übertragungsleitungen ist damit im Vergleich zu sehr umfangreichen Maßnahmen des Engpassmanagements einerseits eine relativ kostengünstige Maßnahme und macht andererseits zusätzliche Strommengen aus regenerativer Erzeugung für die Nutzung verfügbar.

7. Welche Auswirkungen hätte die Einteilung in zwei Strompreiszonen (volkswirtschaftliche Kosteneinsparung, Auswirkungen auf die Strompreise etc.)?

Im Kern verlagert eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone in zwei oder drei getrennte Regelzonen einen Teil der Kosten des Engpassmanagements auf die Verbraucher nach dem Netzengpass. Die Erhöhung der Großhandelspreise für die Gebotszone nach dem Netzengpass sind in den bisher vorliegenden Analysen für Deutschland mit etwa 5% bis 10% abgeschätzt worden.

8. Ist realistisch zu erwarten, dass eine Stromversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien billiger sein kann als die bisherige fossile-nukleare Stromversorgung, die viele Kosten auf zukünftige Generationen und in andere Länder verschiebt?

Ein voll ausgebautes Stromversorgungssystem auf Basis von erneuerbaren Energien wird und kann immer dann preiswerter sein als ein fossil-nukleares System, wenn die Externalitäten vor allem im Bereich des Klimaschutzes internalisiert werden.

Entsprechende Analysen haben hier gezeigt, dass ab CO₂-Preisen von 50 €/t CO₂ vollständig auf regenerativen Stromerzeugungsoptionen beruhende Systeme zu niedrigeren Gesamtkosten führen als entsprechende fossile Systeme:

https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Gesamtkosten_Stromwelten.pdf

Die Herausforderungen bestehen hier vor allem für die Phase des Übergangs, v.a. wenn CO₂-Kosten (auch: im Zuge der Grenzkostenpreisbildung) kostenseitig wirksam werden, obwohl die (kapitalkostenintensiven) regenerativen Stromerzeugungsoption das System möglicherweise bereits stark prägen.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass auch hier eine isolierte Betrachtung des Stromsystems fehlleitend sein kann und dass es letztlich auf die kostenseitige Bewertung des Gesamtsystems ankommt. Die Ergebnisse der Modellierungsanalysen zum *Fit-for-55*-Paket der Europäischen Kommission (zur Umsetzung des 55%-Emissionsminderungsziels für 2030 im Rahmen des *European Green Deals*) zeigen sehr deutlich, dass die Gesamtkosten eines sehr stark in Richtung Energieeffizienz und erneuerbare Energien neu ausgerichteten Energiesystems ohne Berücksichtigung der CO₂-Kosten mit etwa 2% nur sehr leicht über denen der Referenzentwicklung liegen und dass die Strompreise im Mittel aller Verbrauchergruppen letztlich konstant bleiben bzw. sehr leicht sinken können. Werden die CO₂-Kosten mit berücksichtigt, steigen die Systemkosten mit 4 bis 7% etwas stärker (abhängig von der Intensität der CO₂-Bepreisung), dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass das Einkommen aus der CO₂-Bepreisung über die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten (v.a. für die Industrie) sowie die Rückverteilung des Aufkommens aus den Zertifikatsversteigerungen (v.a. für den Stromsektor) auch verteilungsseitig genutzt werden kann.

Tabelle 3: Systemkosten sowie Strom- und CO₂-Preise in den Modellierungen der Europäischen Kommission zum Fit-for-55-Paket

| | | Referenz-szenario | Zielszenarien -55% | | |
|--|-----------------------|-------------------|--------------------|-----------------|---|
| | | | Fokus Erneuerbare | Instrumentenmix | Instrumentenmix mit Schwerpunkt CO ₂ -Bepreisung |
| CO ₂ -Preis EU ETS | EUR/t CO ₂ | 30 | 42 | 48 | 52 |
| | ggü. Referenz | - | +40% | +60% | +73% |
| CO ₂ -Preis Gebäude & Straßenverkehr | EUR/t CO ₂ | 0 | 0 | 48 | 80 |
| | ggü. Referenz | - | - | - | - |
| Energiesystemkosten ohne CO ₂ -Kosten | Mrd. €/a | 1.518 | 1.555 | 1.550 | 1.541 |
| | ggü. Referenz | - | +2% | +2% | +2% |
| Energiesystemkosten mit CO ₂ -Kosten | Mrd. €/a | 1.535 | 1.598 | 1.630 | 1.647 |
| | ggü. Referenz | - | +4% | +6% | +7% |
| Durchschnittspreis Strom | ct/kWh | 15,8 | 15,6 | 15,6 | 15,7 |
| | ggü. Referenz | - | -1% | -1% | -1% |

Anmerkung: alle Kosten- und Preisangaben reale Daten mit Preisbasis 2015

Quelle: Europäische Kommission, Berechnungen des Öko-Instituts

9. Wie würden Sie die Stromerzeugungsquellen nach 1. Erzeugungskosten und 2. Verbraucherendpreisen (z.B. in Euro pro kWh) MIT und OHNE staatlichen Subventionen (z.B. EEG-Umlage, Einspeisebegünstigungen) einordnen, inkl. bzw. exkl. Fixkosten/Erstinvestitionen? Welche sind durchschnittlich in Deutschland und EU durchschnittlich die „teuersten“ und die „billigsten“ Stromerzeugungsmethoden (MIT und OHNE staatliche Subventionen)?

Die sinnvolle Einordnung der Stromerzeugungskosten ist letztlich nur ohne Berücksichtigung der staatlichen Flankierungsmaßnahmen sinnvoll. Für Neuanlagen können folgende Kostenniveaus und -strukturen als Anhaltswerte dienen:

1. PV-Freiflächenanlagen:
3,0-5,5 ct/kWh (Deutschland), 1,5-2 ct/kWh (iberische Halbinsel), fast vollständig Fixkosten;
2. PV-Aufdachanlagen:
6 bis 10 ct/kWh (Deutschland), fast vollständig Fixkosten;
3. *Onshore*-Windkraftanlagen:
4-8 ct/kWh (Deutschland), fast vollständig Fixkosten;
4. *Offshore*-Windkraftanlagen:
5-6 ct/kWh (Deutschland und Nordeuropa), fast vollständig Fixkosten;
5. Braunkohle-Kraftwerke (bei 50 €/t CO₂):
ca. 9 ct/kWh, ca. 5 ct/kWh variable Betriebskosten;
6. Steinkohle-Kraftwerke (bei 50 €/t CO₂ und Brennstoffkosten von 10 €/MWh):
ca. 11 ct/kWh, ca. 6 ct/kWh variable Betriebskosten;
7. Erdgas-Kraftwerke (bei 50 €/t CO₂ und Brennstoffkosten von 25 €/MWh):
ca. 11-18 ct/kWh (je nach Typ und Auslastung), ca. 6-9 ct/kWh variable Betriebskosten;
8. Kernkraftwerke (ohne Vollversicherung großer Unfälle):
11-17 ct/kWh, ca. 80% Fixkosten.

III. (Regulatorische) Ansätze zur Steuerung der Strompreisentwicklung

1. Welche regulatorischen Ansätze zur Stabilisierung der Strompreise bei gleichzeitiger Beschleunigung der Umstellung auf erneuerbare Energien stehen zur Verfügung und wie bewerten Sie diese (z.B. über eine Umstellung des Systems aus Steuern, Abgaben und Umlagen)?

Die zentralen regulatorische Maßnahmen zur Stabilisierung bzw. Senkung der Strompreise betreffen Steuern, Abgaben und Umlagen:

- Umfinanzierung der EEG-Umlage über das Aufkommen aus der CO₂-Bepreisung;
- Senkung der Stromsteuer auf das EU-rechtlich zulässige Mindestniveau.

Für ein diesbezüglich umfassend und vollständig durchgerechnetes Modell vgl.:

https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/CO2-Bepreisung_und_die_Reform_der_Steuern.pdf

2. Welche Maßnahmen können auf nationaler Ebene zur Stabilisierung der Strompreise ergriffen werden?

Die Umfinanzierung der EEG-Umlage sowie die Senkung der Stromsteuer auf das EU-rechtlich zulässige Maß ist auf nationaler Ebene durch rechtstechnisch relativ einfach umsetzbare Maßnahmen möglich.

Zur Begrenzung der Engpassmanagement-Kosten kann und sollte der Netzausbau beschleunigt und mit Blick auf ein Zielnetz für den Zustand der Klimaneutralität erweitert werden. Hierzu sind umfassende Planungs-, Umsetzungs- und regulatorische Maßnahmen notwendig.

Der schnellere und räumlich besser verteilte Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie kann vor allem im Kontext zunehmend volatilerer Preise auf den internationalen Brennstoffmärkten einen deutlich dämpfenden Effekt auf die Strompreise haben.

3. Wie kann der Freistaat Bayern die vorgeschlagenen Maßnahmen unterstützen?

Der Freistaat Bayern kann alle entsprechenden Maßnahmen auf Bundesebene unterstützen.

Im Bereich der Beschleunigung und zukunftsicheren Erweiterung des Netzausbaus sowie des schnelleren Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung können in der Kompetenz Bayerns umfassende Beiträge im Bereich der Flächenverfügbarmachung sowie der Planungs- und Genehmigungsverfahren erfolgen.

4. Wie sollte ein Energiesystem gestaltet sein, das eine stabile und qualitativ hochwertige Stromversorgung basierend auf Erneuerbaren Energien zu bezahlbaren Preisen gewährleistet?

Für ein neues Energiesystem wird letztlich ein neues Marktdesign erforderlich werden, das die neuen Charakteristika dieses Systems reflektiert:

- sehr viel kapitalintensiver als das heutige System,
- sehr viel koordinationsintensiver als das heutige System,
- sehr viel infrastrukturintensiver als das heutige System,
- sehr viel konsumentennäher als das heutige System,
- sehr viel akzeptanzsensitiver als das heutige System.

Für dieses neue Marktdesign werden daher aus dem heutigen System neue Marktdesign-Elemente entwickelt werden müssen:

- eine Weiterentwicklung des heutigen Kilowattstunden- (*Energy only*-) Marktes als zentrales Koordinationsinstrument zwischen der großen Vielzahl von Erzeugern und einer großer Zahl zunehmend flexiblerer Verbraucher (höhere zeitliche Auflösung, verbesserte Wahrnehmbarkeit der jeweils aktuellen Großhandelspreise bei den Verbrauchern etc.);
- eine Weiterentwicklung der Systemdienstleistungsmärkte zur besseren Integration verteilter Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen;
- eine Stärkung des CO₂-Marktes als Koordinations- und Ausstiegsmechanismus für die verbleibenden fossilen Segmente des Stromsystems;
- die Einführung eines wettbewerblichen (selektiven) Kapazitätsmarktes für einlastbare Erzeugungskapazitäten (auf Erdgas- und zukünftig Wasserstoffbasis) bzw. entsprechende Äquivalente auf der Nachfrageseite;
- die wettbewerbliche Weiterentwicklung des EEG zu einem (Kapazitäts-) Finanzierungsinstrument für regenerative Stromerzeugungsanlagen;
- die Reform der Netznutzungsentgelte und -strukturen (inkl. der entsprechenden Sonderregelungen) zum Abbau der Flexibilitätsbarrieren;
- die Erleichterung von Direktbezugsverträgen (*Power Purchase Agreements – PPA*);
- die Schaffung pragmatischer Regelungen zur Nutzung eigenerzeugten Stroms oder entsprechender Nah-Lieferungsmodelle mit denen einerseits auch im Bereich der Eigennutzung ein Systemkostenbeitrag geleistet und andererseits die Nutzung der knappen Ressource (Dach-) Fläche maximiert wird.

5. Können im Bereich „Bürokratie“ Faktoren identifiziert werden, welche vielleicht nicht primär, aber sekundär Einfluss auf die Entwicklung des Strompreises nehmen?

Diese Fragestellung betrifft den Bereich jenseits der Kernexpertise des Unterzeichners, von daher kann hier nur auf die Vielzahl der vorliegenden Reform- und Beschleunigungs- Vorschläge verwiesen werden.

6. Welche Ausgleichsmöglichkeiten für einkommensschwächere Haushalte sind aus Ihrer Sicht sinnvoll und wie kann verhindert werden, dass dadurch die intendierte Steuerungswirkung eingebüßt wird?

Die Herausforderungen für den Bereich der einkommensschwachen Haushalte liegen einerseits in der insgesamt höheren Belastung v.a. bei den Stromkosten sowie den begrenzten Möglichkeiten zur Reaktion auf sich verändernde Strom- und Energiekosten (begrenzte Verfügbarkeit von Investitionsmitteln bzw. Bonität bei der Finanzierung). Vor diesem Hintergrund sollten vor allem drei Strategien verfolgt werden:

- die Umfinanzierung der EEG-Umlage sowie die Senkung der Stromkosten führt bei einkommensschwachen Haushalten zu überproportionalen Netto-Entlastungen (v.a. in den unteren zwei bis drei Einkommensdezilen);
- die Schaffung von leichter zugänglichen und praktikablen Finanzierungsoptionen für einkommensschwache Haushalte (ggf. mit Bonitätsproblemen) für Anschaffungen (Geräte, perspektivisch auch Elektroautos);
- die schnellere Integration von Energiepreisänderungen in die sozialen Sicherungssysteme.

7. Wie kann sichergestellt werden, dass die zunehmend stärker schwankenden Preise an der Strombörse auch an die (gewerblichen) Stromverbraucher/innen weitergegeben werden?

Das Preissignal der Strombörse ist ein zukünftig erheblich an Bedeutung gewinnendes Signal für die Koordination von Stromerzeugung und -nachfrage. Von daher kann die Eliminierung dieses Signals kein sinnvolles Ziel von Energiepolitik sein. Die Erzielung von wirtschaftlichen Vorteilen durch die Nutzung flexibler Nachfrageoptionen im Kontext von kurzzeitigen Strompreissignalen einerseits und die Vermeidung von diesbezüglichen Verletzbarkeiten sollte den einzelnen Wirtschaftssubjekten entlang ihrer Präferenzen überlassen werden. Dazu bedarf es jedoch eines heute noch nicht ausreichend vorhandenen Angebots an strombörsenorientierten Strompreismodellen und der heute bereits umfangreich verfügbaren Angebote von Produkten zur Strompreissicherung. Gestaltungs- und Veränderungsbedarf besteht hier also weniger im Bereich des Schutzes vor (zeitnahen und zeitlich hoch aufgelösten) Strompreissignalen sondern im Ausbau von Angeboten für Preismodellen, die diese Signale für die Verbraucher sicht- und nutzbar machen.

8. Wie kann der Tatsache, dass in ländlichen, dünn besiedelten Gebieten, die einen Großteil der erneuerbaren Energien für die Ballungszentren produzieren, die Netzentgelte wesentlich höher sind als in den viel Strom verbrauchenden Städten und Industriezentren, entgegengewirkt werden?

Diese Herausforderung betrifft nicht nur die die Frage von städtisch und ländlich geprägten Versorgungsgebieten sondern ist insbesondere auch eine Ost-West-Problematik.

Aus einer aggregierten Sicht steht den höheren Netznutzungsentgelten in Gebieten mit hoher regenerativer Stromerzeugung und hohem (Verteilnetz-) Ausbaubedarf die zusätzliche Wertschöpfung in diesen Regionen entgegen. Aus einer Akteurssicht ist diese Perspektive jedoch nur wenig sinnvoll oder belastbar. Daher sollte, konsistent zur Entwicklungen beim Wälzungsmodell der primär energiewendebedingt getriebenen Kosten der Übertragungsnetze, zumindest für die energiewendebedingten Zusatzkosten in den Verteilnetzen schrittweise ein bundesweiter Ausgleich verfolgt werden.

9. Welche Argumente sprechen dafür, dass in Deutschland Strom gehandelt werden kann, ohne dass die Transportkosten berücksichtigt werden und welche Argumente sprechen für ein zonales oder nodales Preissystem?

Die Frage einer Integration räumlicher Preissignale in das zukünftige Strommarktdesign gehört aus der wissenschaftlichen Perspektive zu den hoch umstrittenen und grundüberzeugunggetriebenen Fragen.

Einen sehr guten Überblick über die verschiedenen Bewertungsdimensionen und -kriterien sowie deren Einordnung bzw. Gewichtung bietet das Ergebnispapier eines durch das BMWi organisierten Diskussionsprozesses:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Die Einführung räumlich differenzierter Preissignale ist gleichzeitig politisch hoch sensitiv, da sie erhebliche Verteilungseffekte impliziert, vor allem in den Übergangsphasen bzw. in den Phasen mit eingeschränkter Reaktionsfähigkeit der Stromverbraucher. In der Europäischen Union (mit gut ausgebauten und stark vermaschten Netzinfrastrukturen sowie einem sehr vorausschauend vorangetriebenen und flankierten Netzausbau) stellte der Liberalisierungsprozess, im Gegensatz zu den in einschlägigen Regionen in den USA (mit einem viel stärker durch Netzengpässe und einem weniger zielgetriebenen Umbaupfad des Stromsystems geprägten System), auf ein System unterschiedlich großer Gebotszonen ab, die sich überwiegend an Landesgrenzen orientieren, teilweise aber auch in kleinere Regionen betreffen.

Aus Sicht des Unterzeichners ist bei einer Gesamtbewertung aller energiewirtschaftlichen Facetten und Unsicherheiten sowie des dafür notwendigen Einsatzes (begrenzten) politischen Kapitals der Übergang zu einem nodalen Marktmodell nicht sinnvoll oder anstrebenswert. In abgeschwächter Form gilt das auch für die die Aufspaltung der einheitlichen Gebotszone in Deutschland. Gleichwohl wird sich diese mit Blick auf den

schleppenden (und teilweise – auch aus Bayern – politisch behinderten bzw. verzögerten) Netzausbau und den damit steigenden Druck aus Richtung der Europäischen Union aus Sicht des Unterzeichners mittelfristig kaum mehr vermeiden lassen.

10. Kann durch weitere Digitalisierung der Stromnetzsteuerung (HGÜ und VN) Einfluss auf die Entwicklung der Strompreise genommen werden, ohne die Stabilität der Stromversorgung zu gefährden?

Mit der Digitalisierung der Stromnetzsteuerung (wie auch der Wartungs- und Einsatzplanung etc.) können zusätzliche Potenziale der Verteil- und Übertragungsnetze gehoben werden. Den entsprechend erhöhten Potenzialen stehen jedoch auch Investitions- und Betriebskostenausgaben durch die Digitalisierungsstrategien gegenüber, die teilweise auf regulatorischer Ebene bisher noch nicht angemessen behandelt werden.

Die Digitalisierung der Stromnetzsteuerung und Betriebsplanung ist daher ein sehr wichtiges Handlungsfeld, ob und welchem Umfang damit jedoch Kostensenkungspotenziale für die Strompreise in erheblichem Umfang gehoben werden können, bleibt weiteren Analysen vorbehalten, erscheint aber aus heutiger Sicht als fraglich.

11. Bis zu welcher Höhe (ct/kWh) kann ein Industriestrompreis im internationalen Vergleich als wettbewerbsfähig bezeichnet werden?

Auch wenn in den energiepolitischen Diskussionen immer wieder ein fixierter Industriestrompreis von etwa 4 ct/kWh gefordert wird, ist ein solches Modell und seine Parametrisierung – auch mit Blick auf die Strompreisdeterminanten im internationalen Raum – weder belastbar möglich, noch robust finanzierbar (man stelle sich die entsprechenden Subventionsbedarfe im aktuellen stromwirtschaftlichen Umfeld vor) oder beihilfeseitig auch nur in Ansätzen vorstellbar.

12. Wie sind die von der EU-Kommission vorgeschlagenen Maßnahmen zum CO₂-Grenzausgleich (CBAM) zu bewerten?

Der von der Europäischen Kommission im Kontext des *European Green Deal* vorgeschlagene Grenzausgleichsmechanismus (*Carbon Border Adjustment Mechanism* – CBAM) ist Teil des Gesamtpaketes zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie im Transformationsprozess zur Klimaneutralität. Er hat Stärken im Bereich der vor allem mit Importen mit hoher CO₂-Last konfrontierten Grundstoffindustrien, aber auch klare Defizite mit Blick auf den Export von CO₂-intensiv produzierten Gütern, ist administrative relativ aufwändig und birgt nicht zuletzt Herausforderungen hinsichtlich der handelspolitischen Implikationen.

Letztlich bildet der CBAM einen Baustein in einem nötigen, umfassenderen Politikmix der industriepolitischen Flankierung des Übergangs zur Klimaneutralität, der aus folgenden Bausteinen besteht:

- kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten im EU ETS (mit einem wegen der massiven Kürzung der Cap des EU ETS klaren Verfallsdatum im Zeitverlauf);
- Kompensation der indirekten (Strompreis-) Effekte der CO₂-Bepreisung über das EU ETS;
- Förderung für transformative Technologiewechselinvestitionen (z.B. beim Übergang von der koks- zur wasserstoff- und strombasierten Rohstahlerzeugung);
- Ausgleich der Betriebskostendifferenzen für diese transformativen Produktionsoptionen (z.B. mit dem Instrument der *Carbon Contracts for Difference – CCfD*);
- Grenzausgleichsmechanismen zum Ausgleich der importbedingten Wettbewerbsverzerrungen;
- ggf. zusätzliche Instrumente zur Schließung der verbleibenden Lückenschlussbedarfe (die „sechste Säule“ des *Carbon Leakage*-Schutzes bzw. der Transformationsflankierung).

13. Welche beihilferechtskonformen Möglichkeiten hat die Bundesregierung, einen wettbewerbsfähigen Industriestrompreis ermöglichen, z.B. im Wege der bereits von der Kohlekommission in ihrem Abschlussbericht geforderten Strompreiskompensation? Welche Kriterien sollten seitens der Unternehmen erfüllt sein, um von diesem Industriestrompreis bzw. von der Strompreiskompensation profitieren zu können?

Die diesbezüglich relevanten Beihilfeleitlinien im Klima-, Umwelt- und Energiebereich (KUEBLL) befinden sich derzeit im Novellierungsprozess. Klar ist deshalb momentan nur, dass Maßnahmen

- zur Befreiung von Umlagen zur Finanzierung der erneuerbaren Energien mit einigen Veränderungen (einige davon eher graduell, andere gravierend), aber grundsätzlich in der heutigen Systematik sowie
- zur Kompensation der indirekten CO₂-Kosten des EU ETS (über die Überwälzung der CO₂-Kosten auf die Strompreise)

weiterhin möglich sein werden. Weitergehende Maßnahmen, wie die von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (der sog. Kohle-Kommission) vorgeschlagene Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten wird mit einiger Wahrscheinlichkeit zulässig werden. In diesem Kontext muss aber darauf hingewiesen werden, dass entsprechende Kompensationsmaßnahmen für die weitgehend von Netznutzungsentgelten befreiten (stromintensiven und deshalb besonders relevanten) Industrien vor weitaus höheren beihilferechtlichen Hürden stehen werden.

14. Wie lässt sich in diesem Zusammenhang ein volkswirtschaftlich sinnvoller Anreiz für Energieeffizienz- und Dekarbonisierungsmaßnahmen seitens der Unternehmen setzen?

Die Anreize für Unternehmen werden in einem *Push- and Pull*-Ansatz geschaffen werden müssen. Diese können einerseits über das Wirksamwerden preislicher Anreizinstrumente in dem Rahmen geschaffen werden, der mit Blick auf Wettbewerbsverzerrungen bzw. der *Carbon Leakage*-Problematik möglich ist. Andererseits werden spezifische Unterstützungsinstrumente zur Förderung der entsprechenden Maßnahmen in erheblichem Umfang notwendig werden (von der Investitionsförderung bis hin zu CCfDs). Zum Abbau informatorischer bzw. struktureller Hemmnisse ist die Einforderung von Energie- und Umwelt-Managementsystemen als Gegenleistung für die diversen Flankierungsmaßnahmen nach wie vor ein sinnvoller Ansatz.

Schließlich ist die Schaffung von Leitmärkten für mit transformativen Verfahren hergestellte Produkte bis hin zu Nutzungsverpflichtungen (für grüne Stahl etc.) ein sinnvoller komplementärer Strategieansatz.

15. Aus fiskalischer, ökonomischer, sozialer und ökologischer Sicht, welche Steuern, Abgaben und Umlagen könnte man in Deutschland herabsenken oder gänzlich abschaffen, um die Endkundenstrompreise für Industrie und Haushalte effektiv zu senken (z.B. EEG-Umlage, CO₂-Abgabe, Stromsteuer, Energiesteuer, Umsatzsteuer, Netzentgelte für Netzstabilisierungsmaßnahmen, etc.)?

Wie bereits oben erwähnt, ist aus einer entsprechend holistischen Perspektive vor allem die Umfinanzierung der EEG-Umlage sowie die Reduzierung der Stromsteuer auf das EU-rechtlich zulässige Maß anzustreben. Ein Abschaffung des CO₂-Preisinstrumentes für die nicht vom EU ETS erfassten Bereiche oder eine Senkung der Umsatzsteuer erscheint hier nicht sinnvoll und zielführend. Vielmehr sollte auch die Abschaffung diverser klimaschädlicher Subventionen sowie auch der Abbau der massiven Verzerrungen im derzeitigen Energiesteuersystem (vgl. Tabelle 2) als prioritäre Aufgabe der notwendigen Reformen angesehen werden.

16. Wie würde sich eine potenzielle Rückkehr zur Stromgeneration in Deutschland mithilfe von Kernenergie kurz-, mittel- und langfristig auf die Endkundenstrompreise für Industrie und Haushalte auswirken?

Die im Zuge der ersten Phasen des Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland von einigen Seiten prognostizierten Strompreiseffekte sind sämtlich in der Realität nicht beobachtet worden. Es spricht daher nichts dafür, dass sich an diesem Befund für den umgekehrten Fall eines zeitlich verzögerten Ausstiegs aus der Kernenergie (mit Blick auf die Stellung der Kernkraftwerke in der sehr stufenweise strukturierten *Merit Order* im nordwesteuropäischen Strommarkt und die absehbaren Entwicklungen im Bereich der fossilen und regenerativen Stromerzeugung) etwas ändern sollte.

17. Welche Maßnahmen könnten die Bundesregierung und die Staatsregierung ergreifen, um die Stromversorgungssicherheit (konstante und regelbare Leistung, Vorbeugung einer potenziellen Stromerzeugungslücke) mit der Gewährleistung von günstigeren bzw. nicht teureren Endkundenstrompreisen für Industrie und Haushalte in Einklang zu bringen?

Hierzu wird auf die Ausführungen zur Frage III.4 verwiesen.

18. Welche energie- und wirtschaftspolitischen Konzepte gibt es, die einerseits darauf ausgerichtet sind, die derzeitigen CO₂-Einsparungsziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen, andererseits jedoch kostengünstiger sind für Strom-Endverbraucher (Industrie und Haushalte), als die gegenwärtigen und geplanten Maßnahmen auf EU-, Bundes- und Landesebene?

Bei aller Kritik und bei allem Veränderungsbedarf im Detail gibt es nach Analyse des Unterzeichners unter Maßgabe des Ziels von Klimaneutralität bis 2045 kein energie- und wirtschaftspolitisches Konzept, das den derzeit verfolgten Ansatz einer Mischung aus Bepreisungs-, Anreiz- und ordnungsrechtlichen Strategien und sinnvollen sektorspezifischen Anwendungsbereichen auf kostengünstigere Weise und mit gleichzeitig ähnlicher Robustheit sowie bei konsistenter Integration in das *Governance*-System der europäischen Energie- und Klimaschutzpolitik ersetzen könnte.