

**Noch ist erfolgreicher Klimaschutz
möglich**

**Die notwendigen Schritte auf der Basis aktueller
Szenarien der deutschen Energieversorgung**

Dr. Joachim Nitsch, Stuttgart 6. Juni 2019

Zusammenfassung

1. Im Jahr 2018 wurden in Deutschland Treibhausgase (THG) in Höhe von 866 Mio. t CO_{2äq}/a emittiert; die seit 1990 erreichte Verringerung beträgt -30,8%. Das angestrebte **Klimaschutzziel 2020** wird mit einer Minderung von vermutlich -35% um rund 70 Mio. t CO_{2äq}/a **verfehlt** (Szenario TREND-19). Die durchschnittliche jährliche Reduktionsrate lag im Zeitraum 1990 - 2018 bei -13,8 Mio. t CO_{2äq}/a; um das **Klimaschutzziel 2030** der Bundesregierung zeitgerecht zu erreichen, ist **eine Verdopplung dieser jährlichen Reduktionsrate** erforderlich.
2. Die von der Bundesregierung angestrebten **THG-Reduktionsziele 2030 von -55%** und deren Fortschreibung bis 2050 (-80%) **reichen nicht aus**, den für Deutschland notwendigen Beitrag zur Begrenzung der globalen Klimaerwärmung auf maximal 1,5°C zu erbringen. Das dafür noch zulässige THG-Budget von maximal noch 9 Gt CO_{2äq} würde bei diesem Reduktionsverlauf um gut das Doppelte überschritten (**Szenario KLIMA-19 PLAN**).
3. Eine aussichtsreiche Annäherung an das 1,5°C-Ziel erfordert bis 2050 eine vollständige Dekarbonisierung der Energieversorgung. Dazu ist bereits bis 2030 eine Verringerung der THG-Emissionen um **knapp 70% auf 400 Mio. t CO_{2äq}/a erforderlich**. Die jährliche **THG-Reduktionsrate muss gegenüber der Vergangenheit verdreifacht werden**. Um dies zu erreichen, muss der Primärenergieverbrauch bis 2030 um 36% unter dem Niveau von 2008 liegen und der Anteil von erneuerbaren Energien (EE) am gesamten Endenergieverbrauch knapp 40% (2018 = 18%) betragen (**Szenario KLIMA-19 OPT; Abbildung I**).

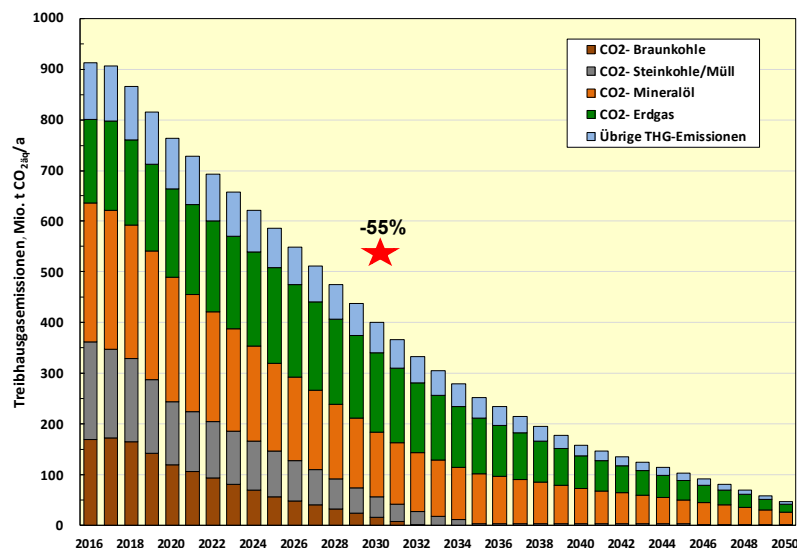


Abbildung I: Emissionen der fossilen Energieträger (CO₂) und der übrigen Treibhausgase im Szenario KLIMA-19 OPT (kumulierte THG-Menge 2016 - 2050 = 13,4 Gt CO_{2äq}); zum Vergleich das offizielle Klimaschutzziel (-55% bis 2030) der Bundesregierung.

4. Eine **rasche Reduktion der Kohlestromerzeugung** ist zentraler Bestandteil einer erfolgreichen THG-Minderungsstrategie. Gemäß Szenario KLIMA-19 OPT sind bis 2022 (2030) dazu 11 GW (19 GW) Braunkohle und 7 (16) GW Steinkohlekraftwerke stillzulegen. Mit einer THG-Reduktion von 195 Mio. tCO_{2äq}/a können damit bereits **42% der bis 2030 erforderlichen THG-Minderung** erbracht werden. **Bis 2032 läuft die Braunkohle- und bis 2035 die Stein-**

kohlenutzung aus. Kraftwerke, HKW und BHKW auf Erdgas- und Biomassebasis übernehmen einen Teil der Leistungsbereitstellung, ergänzt durch verschiedene Speichertechnologien und einem gezielten Ausbau lokaler und regionaler Stromnetze, sowie einer sinnvollen Erweiterung überregionaler Stromtrassen.

5. Das **Rückgrat der Energiewende ist der Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Sonne.** Da EE-Strom auch fossile Energien im Wärme- und Verkehrsbereich verdrängen soll, muss er in wesentlich größerem Umfang als im „Klimaschutzplan 2050“ vorgesehen, bereitgestellt werden. In 2030 stammen mit 500 TWh/a bereits **76%** des Bruttostromverbrauchs von EE. Im Szenario KLIMA-19 OPT ist dazu der jährliche **Leistungszubau der EE** von derzeit 8 GW/a (Brutto) **bis 2030 auf 16 GW/a zu verdoppeln**, um den notwendigen Nettozubau von durchschnittlich 12 GW/a erreichen. Als erste Maßnahmen müssen der Fotovoltaik-Ausbau deckel und ineffektive Ausschreibungsverfahren abgebaut werden. Wegen des zunehmenden Ersatzbedarfs muss sich der EE-Bruttoszubau zwischen 2030 und 2050 **auf hohem Niveau (~18 GW/a) stabilisieren**. EE decken dann in 2050 mit 940 TWh/a (420 GW), wovon 550 TWh/a aus Wind und 300 TWh/a aus Solarenergie stammen, nahezu den gesamten Bruttostromverbrauch (Szenario KLIMA-19 OPT).
6. Im **Wärmesektor sind THG-Reduktionen in ähnlicher Größenordnung wie im Stromsektor möglich.** Durch die überfällige steuerliche Absetzbarkeit von Investitionen in die energetische Gebäudemodernisierung und durch Ausweitung des EE-Wärmegesetzes kann der Heizwärmebedarfs erheblich reduziert und der EE-Anteil gesteigert werden. Der bis 2050 erforderliche **völlige Umbau der Wärmeversorgung** kann jedoch nur durch stabile wirtschaftliche Anreize mittels einer CO₂-Besteuerung fossiler Brennstoffe gewährleistet werden. Auch die notwendige klimafreundliche Umstellung industrieller Anlagen und Verfahren profitiert davon erheblich. Auf der Basis dieser Maßnahmen kann der Wärmebedarf bis 2030 um 30% gesenkt (2018= 4330 PJ/a) und der EE-Anteil auf 29% verdoppelt werden. Die THG-Emissionen im Wärmesektor lassen sich so bis 2030 **um 160 Mio. t CO_{2äq}/a reduziert** werden, was einem Beitrag zur **Zielerreichung von 34%** entspricht. Auf dieser Basis ist bis 2050 eine emissionsfreie Wärmeversorgung möglich (Szenario KLIMA-19 OPT).
7. **Im Verkehrssektor**, der für 20% der deutschen THG-Emissionen verantwortlich ist, sind **seit 1990 keine THG-Reduktionen erfolgt**. Da (motor-) technische Fortschritte nicht durch Klimaschutz fördernde verkehrspolitische Rahmenbedingungen begleitet wurden, haben Verkehrszuwächse und größere Fahrzeuge (SUV) **mögliche Verbrauchsverringerungen zu nichte gemacht**. Diese Hypothek verhindert trotz weiterer erheblicher technologischer Anstrengungen (Elektromobilität) eine rasche THG-Reduktion. Die im Entwurf des Klimaschutzgesetzes bis 2030 vorgeschlagene Reduktion um 66 Mio. t CO_{2äq}/a ist aus heutiger Sicht nicht erreichbar. Wird jedoch zukünftig der Schwerpunkt wesentlich stärker auf **strukturelle Veränderungen der Verkehrsinfrastruktur** (Reduktion von Straßen- und Flugverkehr; Ausweitung klimafreundlicherer Verkehrsträger) gelegt, kann bis 2030 eine THG-Reduktion um 55 Mio. t CO_{2äq}/a erreicht werden, was 12% der notwendigen Gesamtreduktion bis 2030 entspricht. Nur auf dieser Basis können nach 2030 die Potenziale neuer Kraftstoffe (E-Mobilität; Brennstoffzelle; synth. Kraftstoffe) ihre Wirkung voll entfalten, sodass auch der Verkehrssektor bis 2050 weitgehend klimaneutral ist.
8. Die für den Umbau der Energieversorgung **erforderlichen Mehrinvestitionen für einen wirksamen Klimaschutz belaufen sich bis 2050 auf 2 800 Mrd. €** (Szenario KLIMA-19 OPT). Die jahresdurchschnittlichen Investitionen (85 Mrd. €/a) liegen in der Größenordnung

der Ausgaben, die Deutschland jährlich für den Import fossiler Energieträger ausgibt. Die resultierenden **volkswirtschaftlichen Mehrkosten** gegenüber einer „Weiter-so“ – Entwicklung belaufen sich kumuliert auf **1 250 Mrd. €**, was jährlichen Aufwendungen von **1,2% des Bruttoinlandsprodukts** entspricht. Unsere Volkswirtschaft ist also mit der notwendigen „Dekarbonisierung“ der Energieversorgung ökonomisch auf keinen Fall überfordert ist. Der Umbau **stellt im Gegenteil eine durchgreifende ökologische Modernisierung** der gesamten Energie- und Verkehrsinfrastrukturen dar und sichert überhaupt erst die Zukunftsfähigkeit unserer Volkswirtschaft und damit die mit diesen Innovationen verbundenen Arbeitsplätze und die Fähigkeit des Staates, seine Bürger auch längerfristig sozial abzusichern.

9. Den kumulierten volkswirtschaftlichen Mehrkosten steht eine **Abwendung der durch den Klimawandel bereits heute und zukünftig eintretenden Schadenskosten** gegenüber. Bereits heute werden laut Umweltbundesamt Schadenskosten von jährlich 156 Mrd. €/a verursacht. Im Szenario KLIMA-19 OPT werden gegenüber einer „Weiter-so“-Entwicklung kumulierte Schadenskosten in **Höhe von 3 400 Mrd. € vermieden**. Berücksichtigt man die o.g. volkswirtschaftlichen Mehrkosten, so ist der konsequente Umbau der Energieversorgung zur Klimaneutralität also **mit einem erheblichen volkswirtschaftlicher „Gesamtnutzen“ verbunden** (im Szenario KLIMA-19 OPT von **2 150 Mrd. €**, **Abbildung II**).

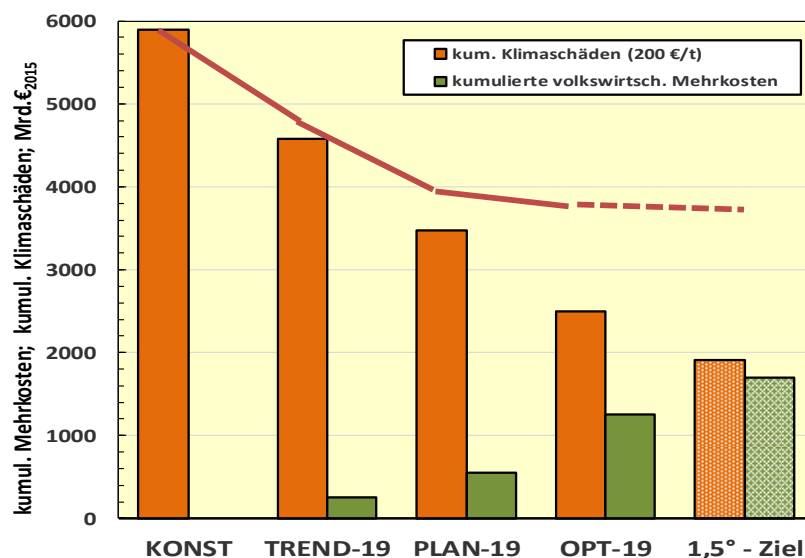


Abbildung II: „Klimaschutz spart Geld“: Kumulierte Klimaschäden (Mittelwert 200 €/t CO₂), kumulierten volkswirtschaftliche Mehrkosten des Klimaschutzes und aufsummierte Gesamtkosten (rote Linie) für verschiedene Szenarien.

10. Das Geschehen auf dem Energiemarkt ist durch eine **sehr weitgehende Nichtberücksichtigung der Schäden des Klimawandels** bei gleichzeitig niedrigen fossilen Energiepreisen gekennzeichnet. Fehlanreize bei bestehenden Steuer- und Umlagen benachteiligen zusätzlich erneuerbare gegenüber fossilen Energieträgern. Damit kann kein effektiver Klimaschutz erreicht werden. Für die notwendige Beschleunigung der Energiewende, die möglichst viele Akteure zu klimafreundlichen Investitionen anreizt, ihnen eine angemessene wirtschaftliche Rendite bietet und gleichzeitig marktwirtschaftlich effektiv abläuft, fehlen die notwendigen Anreize. Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und zur Umstrukturierung der Verbrauchssektoren unterbleiben weitgehend. Dies zeigt sich u.a. bei den deutschen Industrieanlagen im ETS.

Aufgrund niedriger Zertifikatspreise bis Ende 2017 unterblieb dort seit 2005 eine THG-Reduktion, die Reduktion (17%) erfolgte ausschließlich bei Kraftwerken der Energiewirtschaft. Auch Förderinstrumente, wie das EEG, verlieren trotz wachsender Komplexität an Wirkung. Wirksamer Klimaschutz braucht daher einen effektiven Markt, der die **(externen) Kosten der fossilen Energieversorgung in wirksame Preissignale umsetzt**. Das zweckmäßigste Instrument dafür ist die **ausnahmslose CO₂-Bepreisung aller fossilen Energieträger** gemäß ihrem Treibhausgaspotenzial.

11. In 2018 wurden **71,5 Mrd. €/a an Steuern** (Kraftstoffe 35,7 Mrd. €/a, Strom, Erdgas, Heizöl zusammen 11 Mrd. €/a) **und Umlagen** (EEG und KWK-Umlage 24,8 Mrd. €/a) von den Energieverbrauchern erhoben. Die Verbrauchergruppen sind, gemessen am Energieverbrauch, an diesem Aufkommen relativ unausgewogen beteiligt. Private Haushalte zahlen 45% (Energieanteil = 36%) und GHD 34% (Energieanteil = 23%). Die Industrie trägt nur 20% dazu bei (Energieanteil = 35%); die privilegierten energieintensiven Branchen kommen nur für 5% der Steuern und Umlagen auf bei einem Energieanteil von 20%. Auch **unter Klimaschutzgesichtspunkten hat die jetzige Abgabenstruktur erhebliche Mängel**. Die hohe Belastung von Strom (implizit bis zu rund 185 €/t CO₂) stellt ein **wesentliches Hemmnis für eine klimagerechte Ausgestaltung (Sektorkopplung)** der zukünftigen Energieversorgungsstrukturen dar. Außerdem werden **einkommensschwächere Haushalte besonders durch ihre relativ hohen Stromkosten belastet**. Aus der geringen Besteuerung von Erdgas und Heizöl resultieren auch sehr geringe Vermeidungsanreize im Wärmesektor. Im Verkehr ist das größte Hemmnis eher der **fehlende politische Gestaltungswille**, eine zusätzliche Preiserhöhung (insbesondere eine Steuer auf Flugtreibstoffe) kann jedoch die notwendigen Strukturveränderungen unterstützen.
12. Eine CO₂-Steuer (bzw. ein CO₂-Mindestpreis für den ETS-Bereich) generiert - unter der Beibehaltung der heutigen Kraftstoffbesteuerung als Infrastruktursteuer - mit einem CO₂-Einstiegspreis von 50 €/t CO₂ (60 €/t CO₂) Einnahmen in Höhe von 34 Mrd. €/a (41 Mrd. €/a), ist also aus gesamtwirtschaftlicher Sicht praktisch aufkommensneutral. **Die Lenkungswirkung hinsichtlich Klimaschutz kann gleichzeitig mit einer gezielten Rückvergütung** (vgl. Punkt 13) erheblich verstärkt und zielgerichtet gestaltet werden. Das ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass die Energiewende die notwendige Dynamik entfaltet. Bei privaten Haushalten verringern sich die Aufwendungen für ihren Energieverbrauch um 2 Mrd. €/a, beim Sektor GHD um 3 Mrd. €/a (bei beiden Sektoren einschließlich ihrer Aufwendungen für Kraftstoffe); entsprechend steigen die Aufwendungen für den energieintensiven Teil der Industrie und für den übrigen Verkehr (insbesondere Flugtreibstoffe). Die für die Haushalte, den Mittelstand und das Gewerbe dabei eintretenden Kostenentlastungen haben dieselbe Wirkung wie die gelegentlich diskutierten andere Steuererleichterungen für diese Akteure, ohne dass dabei neue problematische Verteilungswirkungen auftreten.
13. Werden die gegenwärtigen Umlagen des EEG und des KWKG durch einen Teil des Aufkommens der CO₂-Besteuerung gegenfinanziert, **sinkt die Abgabenbelastung bei Strom von derzeit 31 Mrd. €/a auf 8 Mrd. €/a (Abbildung III)**. Es wird nur noch die fossile Stromerzeugung belastet, die bisherige unspezifische Stromsteuer entfällt. Brennstoffe werden mit insgesamt 11 Mrd. €/a mehr belastet als im jetzigen Zustand. Die CO₂-Abgabe für Kraftstoffe (einschließlich Flugtreibstoffe) führt zu einem zusätzlichen Aufkommen von 12 Mrd. €/a. Eine CO₂-Abgabe in dieser Höhe führt zu Letztverbraucherpreisen fossiler Energieträger in der Größenordnung des Preisniveaus des Jahres 2012. Mit einem CO₂-Preis von 50 €/t erfolgt

also ein sehr sanfter Einstieg in die notwendige ökologische „Korrektur“ fossiler Energiepreise. Durch die Verknüpfung mit der Gegenfinanzierung insbesondere der EEG-Umlage sowie der Stromsteuer und der damit verknüpften Strompreissenkung ist dennoch schon **bei diesem Einstiegspreis eine erhebliche Lenkungswirkung** zugunsten emissionsfreier Technologien gewährleistet. Gleichzeitig werden unzumutbare Belastungen für die Energieverbraucher vermieden

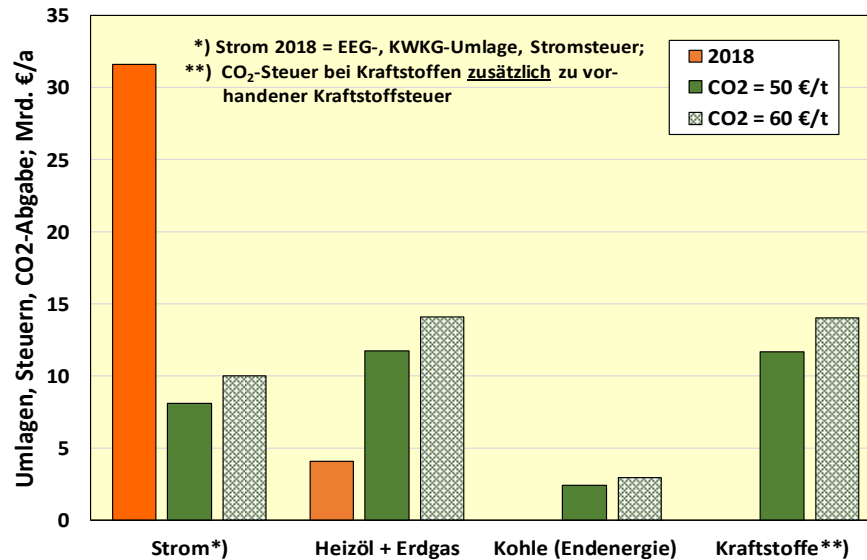


Abbildung III: Aufkommen an Energiesteuern und Umlagen 2018 und bei einer CO₂-Steuer (bzw. Mindestpreis) von 50 und 60 €/tCO₂ (rechte Balken); ohne Kraftstoffsteuer mit 35,7 Mrd. €/a.

14. **Der Anstieg fossiler Energiepreise** bewegt sich bei einem Einstiegspreis für CO₂ von 50 €/t in der üblichen Schwankungsbreite der Energiepreise der letzten Jahre. Für private Haushalte steigt der Preis (einschl. MwSt.) bei Heizöl um 12 ct/l, bei Erdgas um 8 ct/m³, bei Benzin um 16 ct/l und bei Diesel 18 ct/l und erreicht damit wieder die Preise des Jahres 2012. Dafür sinkt der Strompreis um 9,7 ct/kWh auf 20,5 ct/kWh. Gewerbe- und nichtprivilegierte Industriestrompreise können um rund 7 ct/kWh sinken, privilegierte Strompreise steigen dagegen um etwa 1,3 ct/kWh. Aber auch hier würde das Kostenniveau des Jahres 2012 zunächst nicht überschritten. Energieintensive Unternehmen mit zusätzlich hohem Verbrauch fossiler Energie (Grundstoffindustrie) sind von einer CO₂-Bepreisung am stärksten betroffen und benötigen ggf. gezielte Fördermaßnahmen, um möglichst rasch auf emissionsarme bzw. -freie Produktionsverfahren umsteigen zu können.
15. Steigt der (einheitliche) CO₂-Preis beginnend in 2020 mit 50 €/t mit jährlich 5 €/t, wird der untere Wert der vom UBA bereits für das Jahr 2016 ermittelten Klimaschadenskosten von 180 €/t im Jahr 2046 erreicht. In Verknüpfung mit dem Verlauf der THG-Emissionen des Szenarios KLIMA 19-OPT erhält man **ein kumuliertes Aufkommen von 800 Mrd. €**, was 60% der für dieses Szenario ermittelten volkswirtschaftlichen Mehrkosten entspricht. Zwischen 2022 und 2028 beträgt der „aufkommensneutrale Deckel“ knapp 36 Mrd. €/a, danach sinkt das Aufkommen kontinuierlich (**Abbildung IV**). Einen ähnlichen Verlauf zeigt die EEG-Umlage. Sie sinkt trotz des im Szenario KLIMA-19 OPT notwendigen starken weiteren Ausbau der EE-Stromerzeugung deutlich wegen weiterer Kostensenkungen bei der EE-Stromerzeugung sowie durch den bei steigendem CO₂-Mindestpreis im ETS bewirkten Anstieg des Börsenstrompreises und des absehbaren Herausfallens der Altanlagen und läuft um 2040 aus. **Damit ist die**

Gegenfinanzierung der EEG-Umlage über den gesamten Zeitraum gesichert. Die verbleibende Differenz zum CO₂-Aufkommen liegt bis etwa 2045 mit 11 bis 17 Mrd. €/a über dem derzeitigen Aufkommen der Strom- und Brennstoffsteuern (2018 = 11 Mrd. €/a). Damit bestehen neben der Gegenfinanzierung der EEG-Umlage noch weitere Verwendungsmöglichkeiten für zusätzliche Förderprogramme, für Ausgleichsmaßnahmen bei besonders belasteten Industrieunternehmen oder für soziale Härtefälle.

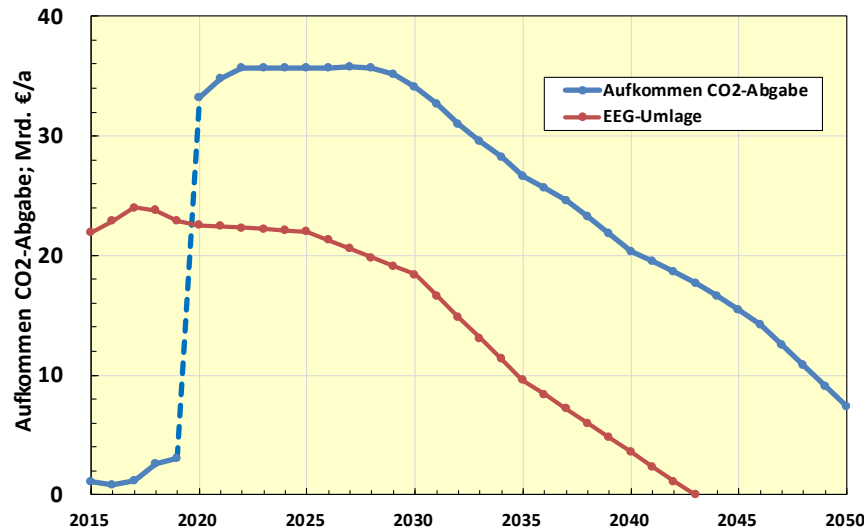


Abb. IV: Aufkommen einer CO₂-Bepreisung (bis 2019 ETS) beginnend mit 50 €/t in 2020 und mit Deckel bei 36 Mrd. €/a sowie Verlauf der EEG-Umlage entsprechend Szenario KLIMA-19 OPT

16. Bei der naheliegenden Unterteilung einer CO₂-Bepreisung in den ETS-Sektoren (mit CO₂-Mindestpreis) und einer CO₂-Bepreisung im Nicht-ETS-Bereich mittels einer CO₂-Steuer sind verschiedene Ausgestaltungsvarianten möglich (**Tabelle**). Die parallele Ausgestaltung beider Instrumente stellen keinen Widerspruch dar, sie dient vielmehr der Optimierung und Beschleunigung des notwendigen THG-Reduktionsprozesses. In der ersten Variante wird – wie oben beschrieben - bei gleichem CO₂-Preis der aufkommensneutrale Gesamtbetrag aus ETS und Nicht-ETS-Bereich zur Gegenfinanzierung von EEG- und KWK-Umlage und als „Ersatz“ für Strom- und Energiesteuern eingesetzt. Bei einem gespaltenen CO₂-Preis (Variante 2) kann bei gleichem Aufkommen die Lenkungswirkung im Wärme- und Verkehrssektor gesteigert werden. Eine vollständige Gegenfinanzierung der heutigen Belastung beim Strom – und die damit verbundene Strompreissenkung – nur aus dem Aufkommen des Nicht-ETS-Bereich verlangt einen entsprechend höheren Einstiegspreis um 105 €/t (Variante 3). Die

Tabelle: Aufkommen aus einer CO₂-Bepreisung im Einstiegsjahr 2020 bei unterschiedlicher Ausgestaltung der CO₂-Preise im ETS und im Nicht-ETS-Bereich

	(1) aufkommensneutral, gleicher CO ₂ -Preis		(2) aufkommensneutral, differenziertere Lenkungswirkung		(3) Gegenfinanzierung Strombelastung aus Nicht-ETS	
	CO ₂ -Preis €/t	Aufkommen Mrd. €/a	CO ₂ -Preis €/t	Aufkommen Mrd. €/a	CO ₂ -Preis €/t	Aufkommen Mrd. €/a
ETS	50	18,1	35	12,7	35	12,7
Nicht-ETS	50	15,1	70	21,1	105	31,7
Gesamt	(50)	33,2	(51)	33,8	(67)	44,4

soziale Kompensation (über die Strompreissenkung hinaus) müsste bei diesem Preisniveau jedoch sehr sorgfältig erfolgen. Auch eine Kombination verschiedener Rückzahlungsvarianten ist möglich.

17. Mit dem Aufkommen einer CO₂-Besteuerung können die Zwecke der derzeitigen Energiesteuern und Umlagen **wesentlich effektiver erfüllt werden**. Es wird eine marktwirtschaftlich „optimale“ Lenkung der Energiewende erreicht, ohne das Gesamtsystem mit ordnungsrechtlichen Vorgaben, kleinteiligen Förderinstrumenten und sektor- oder gruppenspezifischen Zielvorgaben überfrachten zu müssen. Auf letztere wird man zwar – vor allem kurzfristig- nicht völlig verzichten können, längerfristig können sie aber deutlich reduziert werden. Ein angemessen **hohes CO₂-Preissignal ist das mächtigste, mit einer erheblichen Breitenwirkung versehene Instrument**, das man zur Umsetzung der Energiewende und der Klimaschutzziele einsetzen kann. Es kann die notwendige Flexibilität und Schnelligkeit bei der permanent notwendigen Anpassung und Neujustierung des Transformationsprozesses im Energiebereich bis zur Jahrhundertmitte gewährleisten. Nur durch eine stetige und konsequente Veränderung des gegenwärtigen Energiepreisgefüges kann das Vordringen von EE-Strom im Wärme- und im Verkehrssektor angestoßen und aufrechterhalten werden. Die längerfristig erforderlichen „Power to Gas“-Technologien haben auf dem Energiemarkt nur eine Chance, wenn ihre fossilen „Konkurrenten“ Gas und Öl mit den vollen Schadenskosten des Klimawandels beaufschlagt werden. Eine konsequente Steigerung des spezifischen CO₂-Preises bis zu diesem Niveau muss daher Bestandteil einer allgemeinen CO₂-Bepreisung sein.
18. **Die Einführung einer umfassenden CO₂-Abgabe** als CO₂-Mindestpreis im Emissionshandel und in den vom Emissionshandel nicht erfassten Bereichen als Steuersätze mit CO₂-Preiskomponente **stellt eine konsequente Weiterentwicklung der bisherigen Klimapolitik Europas im Sinne der Klimaschutzziele von Paris** dar. Angesichts der Dringlichkeit rasch substantielle THG-Reduktionen zu erreichen, kommt man mit weiteren kleinteiligen Lösungen nicht weiter. Die schwindende Glaubwürdigkeit in die Klimapolitik kann nur noch durch **umfassende und weitreichende Reformen und Maßnahmen** wiederhergestellt werden. Den eingegangenen internationalen Verpflichtungen und den eigenen (bisher verfehlten) Zielen müssen nun rasch konkrete Umsetzungsstrategie folgen. Es gilt, die **Mahnungen zahlreicher Experten und den wachsenden Unmut der jungen Generation endlich ernst** zu nehmen. Für die Einführung einer allgemeinen CO₂-Steuer und einem ertüchtigten Emissionshandel auf der Basis eines CO₂-Mindestpreises gibt es keine grundsätzlichen Hemmnisse, die bei gutem Willen nicht zu überwinden wären. Es wäre insbesondere für Deutschland – als wohlhabendes und wirtschaftlich starkes Land – dringend notwendig als entscheidender Impulsgeber voranzugehen und damit möglicherweise wieder eine führende Rolle beim globalen Klimaschutz zu erreichen. Das in diesem Jahr zu erarbeitende **Klimaschutzgesetz der Bundesregierung muss substantielle Beschlüsse zur CO₂-Besteuerung enthalten**. Auf für die Einbindung anderer Länder ist die Gelegenheit günstig, da es in mehreren europäischen Ländern neben dem Emissionshandel bereits nationale Besteuerungsinstrumente für CO₂ gibt.

Inhaltsverzeichnis

1. Die Energiewende muss erheblich beschleunigt und ausgeweitet werden	10
2. Ein rascher Kohleausstieg ist der Schlüssel zu einer wirksamen Klimaschutzstrategie.....	15
3. Der weitere Ausbau der EE-Stromversorgung ist das Rückgrat der Energiewende.....	18
4. Der Umbau des Wärmesektors muss endlich in Gang kommen.....	22
5. Die große Hürde: Umstrukturierung des Verkehrssektors.....	26
6. Deutliche Veränderungen in der Landwirtschaft sind erforderlich.....	30
7. Wirksamer Klimaschutz muss heute beginnen - es ist keine Zeit mehr zu verlieren.....	30
8. „Klimaschutz spart Geld“: Kosten und Nutzen der Energiewende aus volkswirtschaftlicher Sicht.....	32
9. Energiewende und Klimaschutz brauchen rasch wirksamere ökonomische Anreize	37
10. Energiesteuerreform und Ertüchtigung des Emissionshandels sind das Gebot der Stunde.....	42
11. Zeitlicher Verlauf des Aufkommens einer CO ₂ -Bepreisungsstrategie und Verwendungsmöglichkeiten.....	49
12. Datenanhang: Eckdaten zu den Szenarien und Vergleiche.....	57

1. Die Energiewende muss erheblich beschleunigt und ausgeweitet werden

Die Rahmenbedingungen für einen erfolgreichen Fortgang der Energiewende sind anhaltend ungünstig. Wirkungsvolle ökonomische Anreize für einen klimagerechten Umbau der Energieversorgung sind weiterhin gering. Leichte Preisanstiege fossiler Energieträger im letzten Jahr und ein Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise im europäischen Emissionshandel auf jahresdurchschnittlich 18 €/t haben die unzulänglichen Rahmenbedingungen nicht wesentlich verändert. Trotz verstärkt wahrnehmbarer Klimaschäden und zunehmender Proteste, insbesondere junger Menschen (Fridays for Future; Scientists for Future) gegen die politische Untätigkeit tut sich die Politik schwer damit, Klimaschutz und Energiewende als die zentrale politische und gesellschaftliche Aufgabe der nächsten Jahrzehnte verstanden.

Die notwendige rasche Veränderung der energiepolitischen Rahmenbedingungen lässt daher weiter auf sich warten. Zwischen 2009 und 2017 stagnierte die Reduktion von Treibhausgasen (THG) in Deutschland, im Jahr 2018 wurde - insbesondere infolge der milden Witterung und höherer Transportkosten von Heizöl und Kraftstoffen – eine Reduktion des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen erreicht. Die seit 1990 erzielte THG-Minderung lag Ende 2018 bei -30,8% (866 Mio. t CO_{2äq}/a), der Primärenergieverbrauch sank auf 12963 PJ/a und liegt damit knapp 10% unter dem Bezugsniveau des Jahres 2008. Der Einsatz von EE (Anteil am Bruttoendenergieverbrauch) stieg auf 17%¹, (**Tabelle 1**, Zeile „2018“). Das THG-Reduktionsziel für 2020 von -40% ist jedoch in weite Ferne gerückt. Rechnerisch müssten dazu noch weitere 116 Mio. t Treibhausgase vermieden werden, es wäre also kurzfristig eine jährliche Reduktion von 58 Mio.t/a erforderlich. Dies entspräche einer Vervierfachung der bisherigen jahresdurchschnittlichen Minderung zwischen 1990 und 2018.

Bis 2020 dürfte ohne zusätzliche Maßnahmen eine weitere Reduktion von maximal 50 Mio. t CO_{2äq}/a erzielt werden, womit eine THG-Minderung ggü. 1990 von -34,6% erreicht wird. Zu diesem Ergebnis kommt das Energieszenario **TREND-19** (Tabelle 1; **Abbildung 1**), welches die Wirkungen der derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und des derzeitigen Förderinstrumentariums für Erneuerbare Energien (EE) und für eine verbesserte Energieeffizienz (EFF) fortschreibt. Würde diese völlig unzulängliche Umbaudynamik der gegenwärtigen Entwicklung im Energiebereich über einen längeren Zeitraum beibehalten, würde bis zur Jahrhundertmitte maximal eine THG-Minderung von -60% eintreten, die fossilen Energieträger würden mit rund 75 % Anteil das Energiesystem immer noch dominieren.²

Der im November 2016 formulierte Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung bekräftigt das Ziel einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 und benennt dazu ein konkretes Reduktionszwischenziel der THG-Emissionen für 2030 von -55%. Mit dem Referentenentwurf zum Klimaschutzgesetz vom Februar 2019 liegt ein Vorschlag vor, der dieses Zwischenziel detailliert und den einzelnen Verbrauchssektoren konkrete Reduktionsverpflichtungen zuordnet³. Die konkrete Umsetzung des Zwischenziels ist jedoch noch höchst umstritten und die dafür erforderlichen

¹ Angaben nach: UBA 2019: Pressemitteilung 9/2019 vom 2.4.2019: „Klimabilanz 2018 - 4.5% weniger Treibhausgasemissionen“; AG Energiebilanzen: Pressemitteilung 02/2019 „AG Energiebilanzen legt Bericht zum Energieverbrauch 2018 vor“ vom 27.3.2019; Agora 2019: „Die Energiewende im Stromsektor – Stand der Dinge 2018“, Agora-Energiewende, Januar 2019; AG Energiebilanzen/Umweltbundesamt: „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2018.“ März 2019

² Das obige Szenario TREND-19 entspricht näherungsweise dem Szenario MMS („Mit-Maßnahmen-Szenario“) im Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013; Berlin 2018

³ BMUB: „Klimaschutzplan2050, Kabinettsbeschluss der Bundesregierung – Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, 14. November 2016. BMUB: Referentenentwurf des BMUB- Bundes- Klimaschutzgesetz (KSG), Berlin 20. Februar 2019

Maßnahmen bleiben bisher vage. Es wird zudem ausgeblendet, wie man bis 2050 die notwendige 95%ige Verringerung der THG-Emissionen erreichen könnte. Auch die Koalitionsvereinbarung der GroKo lässt die dazu erforderlichen konkreten Maßnahmen vermissen.

Die notwendigen Strukturveränderungen und Maßnahmen für den notwendigen Umbau der Energieversorgung im Sinne eines wirksamen Klimaschutzes sind inzwischen gut bekannt und u.a. in mehreren aktuellen Studien, Empfehlungen und Stellungnahmen niedergelegt.⁴ In den im folgenden vorgestellten Klimaschutzszenarien werden diese Erkenntnisse und Vorschläge aufgegriffen und daraus die notwendigen Schritte zum Umbau der Energieversorgung abgeleitet. Gemessen an der bisher erreichten Umstrukturierungsgeschwindigkeit des Energiesektors und ihrer vermuteten Fortführung gemäß Szenario TREND-19 sind beide Klimaschutzszenarien anspruchsvoll.

Tabelle 1: Kenndaten 2018 und die wichtigsten Ziele des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung und die entsprechenden Eckdaten in aktuellen Szenarien 2019 (Prozent)

	Verbrauchsminderung (Bezugsbasis 2008)			Anteil Erneuerbare Energien		THG-Emissionen
	Primärenergie	Gebäudewärme ¹⁾	Endenergie Verkehr	an Bruttoendenergie	an Bruttostrom	
2018	-9,9	- 16,0	+ 0,5	17,0	37,9	-30,8
2020						
Energiekonzept	-20	-20	-10	18	min. 35	min -40
TREND-19	-12,3	-18,5	-0,3	18,3	41,0	-34,6
KLIMA -19 PLAN	-13,4	-19,2	- 0,4	18,9	42,1	-36,8
KLIMA -19 OPT	-14,5	-20,6	- 2,4	19,5	43,0	-39,0
2030						
Energiekonzept	(-30)	(-40)	(-20)	30	50 (65³)	min. -55²⁾
TREND-19	-21,0	--34,4	- 3,0	22,3	53,1	-44,3
KLIMA -19 PLAN	-27,0	-42,5	-8,9	29,1	64,4	-56,5
KLIMA -19 OPT	-35,9	-54,4	-20,3	37,7	76,1	-68,0
2040						
Energiekonzept	(-40)	(-60)	(-30)	45	65	min. -70
TREND-19	-26,7	-39,6	-8,2	25,2	59,7	-53,3
KLIMA -19 PLAN	-35,0	-59,2	-21,0	41,2	80,8	-71,7
KLIMA -19 OPT	-48,4	-81,7	-36,4	63,3	92,9	-87,3
2050						
Energiekonzept	-50	-80	-40	60	80	- 80 bis (-95)
TREND-19	-30,6	-43,0	-14,4	28,0	63,8	-59,2
KLIMA -19 PLAN	-39,6	-70,0	-29,8	53,0	89,5	-80,8
KLIMA -19 OPT	-53,9	-95,2	-48,3	85,2	96,7	-96,3

¹⁾ In 2020 Minderung des Energieverbrauchs; 2030-2050 Minderung nichterneuerbare Primärenergie;

²⁾ -55% bis -56% nach Klimaschutzplan 2050 vom 14. Nov. 2016; () = interpolierte Zielwerte

³⁾ Koalitionspapier GroKo 2018

Das erste Szenario **KLIMA-18 PLAN** beschreibt die Transformation der Energieversorgung gemäß der im Klimaschutzplan 2050 und im Entwurf des Klimaschutzgesetzes definierten Zielsetzung für 2030. Mit dem Aktivitätsniveau dieses Szenarios wird das Reduktionsziel 2020 mit einer

⁴ u. a.: Öko-Institut, Fraunhofer-ISI: Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht, Berlin, Karlsruhe, 2015 <http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>; J. Nitsch (2018): „Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt“, Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung; Stuttgart, 25.3.2018; 6. Monitoringbericht zur Energiewende „Die Energie der Zukunft“, Berichtsjahr 2016“, BMWI, Berlin, Juli 2018; Löschel, Erdmann, Staiß, Ziesing: „Stellungnahme zum 6. Monitoringbericht der Bundesregierung.“ Berlin, Münster, Stuttgart, Juni 2018; Boston Consulting Group, Prognos AG: Klimaschutzpfade für Deutschland“. Studie im Auftrag des BDI, Januar 2018;

THG-Minderung von knapp -37% nicht erreicht. Das bis 2020 zusätzlich angestoßene dynamische Wachstum der EE und die verstärkte Effizienzsteigerung könnten jedoch bis 2030 den Rückstand aufholen und das im Klimaschutzplan 2050 und im Klimaschutzgesetz genannte THG-Minderungsziel von -55% erreichen. Bereits dafür sind erhebliche und rasche Strukturänderungen in allen Sektoren erforderlich. Dieses Szenario führt in der Weiterentwicklung zu einer relativ emissionsarmen Energieversorgung bis 2050 mit einer THG-Reduktion von rund -80% ggü 1990.

Dieses Szenario **KLIMA-19 PLAN reicht jedoch nicht aus**, den im Klimaschutzplan 2050 angestrebten Beitrag Deutschlands zum globalen Klimaschutz (Erreichung des 2 bzw. 1,5 Grad-Ziels) sicherzustellen. Die zwischen 2016 und 2050 kumulierten THG-Emissionen belaufen sich in diesem Szenario auf 18 Gt CO_{2äq}. Sie überschreiten damit den für Deutschland bis 2050 „zulässigen“ fairen Anteil von etwa 1% des globalen Emissionsbudgets von maximal 900 Gt CO_{2äq} um 100%. Will man diesen Anteil – also 9 Gt CO_{2äq} – nicht überschreiten, müssten die THG-Emissionen Deutschland innerhalb der **nächsten 20 (!)** Jahre auf Null gebracht werden. Dies verlangt rechnerisch über den gesamten Zeitraum eine Reduktion der THG-Emissionen von jährlich rund 40 Mio. t CO_{2äq}/a. Dies macht die absolute Dringlichkeit und Unverzichtbarkeit rasch wirksamer Klimaschutzmaßnahmen deutlich und zeigt andererseits, dass der jetzige Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung (THG-Minderung von -55% bis 2030) den Herausforderungen eines wirksamen globalen Klimaschutzes bei weitem nicht gerecht wird.

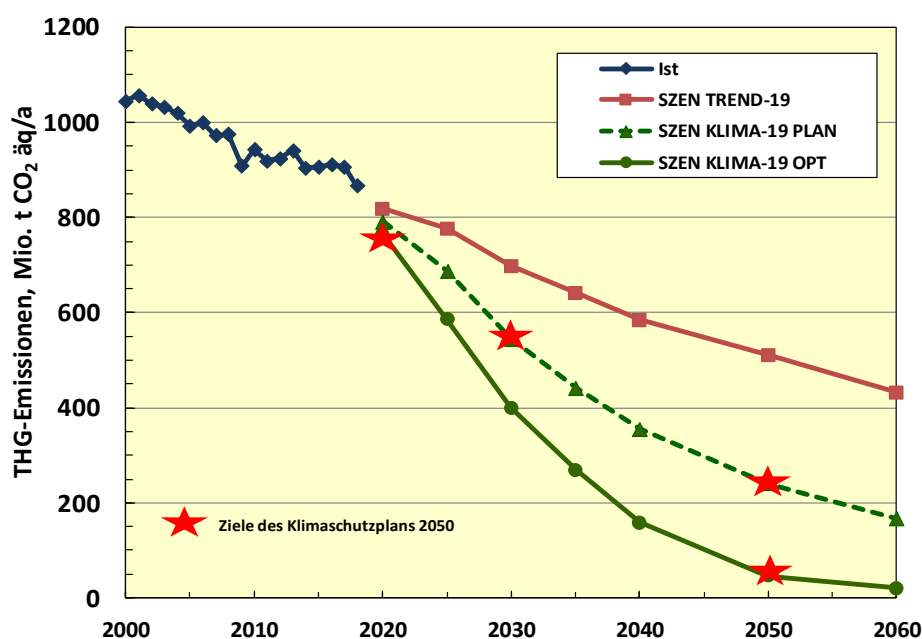


Abbildung 1: Verlauf der nationalen THG-Emissionen bis 2018 und Entwicklung in den Szenarien TREND-19, KLIMA-19 PLAN und KLIMA-19 OPT im Vergleich zu den Zielen des Klimaschutzplans 2050.

Im zweiten **Klimaschutzszenario KLIMA-19 OPT** wird deshalb modelliert, wie die notwendigen Umstrukturierungsmaßnahmen aussehen müssen, wenn man den Weg zur Einhaltung des 1,5°-Ziel tatsächlich erfolgreich einleiten will. Aus Abbildung 1 ist ersichtlich, dass sehr rasch ein Einschwenken auf einen wirksamen Minderungskurs erfolgen muss, damit das CO₂-Budget bis 2050 dem obigen Wert von rund 9 Gt CO_{2äq} möglichst nahekommt. Symbolisch dafür steht die – prinzipiell noch mögliche - Erfüllung des -40% Minderungsziels im Jahr 2020 und die Etablierung eines stabilen jährlichen THG-Reduktionsgradienten von rund 40 Mio. tCO_{2äq}/a bis 2030. Dies

erfordert nahezu eine Verdreifachung der bisherigen langjährigen THG-Minderungsrate (Mittelwert 1990 – 2018: 13,8 Mio. tCO_{2äq}/a). Das damit erreichbare THG-Emissionsniveau von **400 Mio. tCO_{2äq}/a im Jahr 2030 (Tabelle 2)** entspricht dann einer Reduktion um **-68% ggü. 1990, ist also deutlich geringer als es der Klimaschutzplan 2050** vorsieht.

In der Fortschreibung beschreibt das Szenario KLIMA-19 OPT im Jahr 2050 eine ausschließlich auf EE basierende Energieversorgung. Damit können die Treibhausgase in ihrer Gesamtheit (einschließlich Landwirtschaft, Industrieprozesse u.a.) bis 2050 auf ein Niveau von 46 Mio. t CO_{2äq}/a, entsprechen -96%, reduziert werden. Die Verlangsamung des THG-Reduktionsprozesses nach 2030 (vgl. Abbildung 1) spiegelt die steigenden technologischen und strukturellen Herausforderungen wider, die für eine vollständige Dekarbonisierung aller Wirtschaftsbereiche erforderlich sind (u.a. Power to Gas/Liquid; extrem emissionsarme Industrieprozesse). Das „zulässige“ kumulierte THG-Gesamtbudget wird mit 13 Mrd.t CO_{2äq} damit noch um 44% überschritten.

Dies reduziert einerseits die Wahrscheinlichkeit, bis 2050 das 1,5 Grad-Ziel zu erreichen, die in diesem Szenario bis 2030 eingeleitete Umbaudynamik des Energiesystems bietet andererseits auch Optionen, danach den weiteren Reduktionspfad in der Zeitspanne bis 2050 möglicherweise auch noch zu übertreffen, wenn technische Fortschritte und wachsende Einsicht in den gesamtwirtschaftlichen Nutzen dieser Klimaschutzstrategie oder auch Änderungen im Konsumverhalten und Lebensstil zusätzliche Spielräume eröffnen.

Tabelle 2: Entwicklung des Energieverbrauchs und des Beitrags erneuerbarer Energien sowie resultierende Verringerung der THG-Emissionen in den Szenarien

	2008	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
TREND-19								
Primärenergieverbrauch, PJ/a	14380	12963	12612	11875	11361	10531	9982	9442
Endenergieverbrauch, PJ/a	9159	8733	8592	8358	8142	7738	7334	6941
EE-Endenergie, PJ/a	970	1542	1623	1773	1871	2006	2118	2236
EE-Anteil an Endenergie, % ¹⁾	10,6	17,7	18,9	21,2	23,0	25,9	28,9	32,2
THG-Emissionen, Mio. t CO _{2äq} /a	975	866	819	777	698	585	511	432
KLIMA-19 PLAN								
Primärenergieverbrauch, PJ/a	14380	12963	12457	11350	10497	9354	8686	8207
Endenergieverbrauch, PJ/a	9159	8733	8524	8115	7706	7059	6512	6102
EE-Endenergie, PJ/a	970	1542	1661	1957	2308	2997	3557	3871
EE-Anteil an Endenergie, % ¹⁾	10,6	17,7	19,5	24,1	29,9	42,5	54,6	63,4
THG-Emissionen, Mio. t CO _{2äq} /a	975	866	791	688	543	355	241	167
KLIMA-19 OPT								
Primärenergieverbrauch, PJ/a	14380	12963	12229	10590	9212	74217	6628	6376
Endenergieverbrauch, PJ/a	9159	8733	8408	7602	6822	5451	4632	4387
EE-Endenergie, PJ/a	970	1542	1687	2143	2646	3554	4067	4189
EE-Anteil an Endenergie, % ¹⁾	10,6	17,7	20,1	28,2	38,8	65,2	87,8	95,5
THG-Emissionen, Mio. t CO _{2äq} /a	975	866	764	586	400	159	46	12

1) Anteil am Bruttoendenergieverbrauch ist etwas geringer (2018: 17,0%; Ziel 2020: 18%);

Aussicht auf eine erfolgreiche Umsetzung dieses – **aus Klimaschutzsicht unbedingt notwendigen** - Szenarios besteht nur unten „optimalen“ energiepolitischen und ökonomischen Randbedingungen. Dazu müssen insbesondere **die Energiepreisrelationen den Nutzen einer umfassenden Klimaschutzstrategie angemessen honorieren** (u.a. durch eine wirkungsvolle CO₂-Bepreisung) und alle Akteure müssen die Zielsetzungen und den damit verbundenen Strukturwandel voll unterstützen. Von diesem Zustand sind wir derzeit allerdings noch deutlich entfernt.

Die zwischen 1990 und 2018 erreichte THG-Minderung ist etwa zu zwei Dritteln auf den **Ausbau der EE** zurückzuführen. Die in zahlreichen Untersuchungen ermittelten ebenfalls hohen Potenziale der **Effizienzsteigerung** bei der Energiebereitstellung und -nutzung sind also bisher eher unzulänglich ausgeschöpft worden. Eine wirksame und stetige Verringerung des Energieverbrauchs ist aber eine zentrale Notwendigkeit jeder Klimaschutzstrategie. Beide Teilstrategien sind für eine vollständige Dekarbonisierung der Energieversorgung unverzichtbar und müssen daher in ausgewogenem Ausmaß und in wechselseitiger Abstimmung mobilisiert werden. In obigem „optimalen“ Klimaschutzszenario wird das bisherige Defizit bei der Erschließung von Effizienzpotenzialen beseitigt, die Minderung der energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen bis 2050 in Höhe von insgesamt 1000 Mio. t CO₂/a bzw. -96% (bezogen auf 1990 mit 1052 Mio. t CO₂) wird in zu etwa gleichen Teilen durch den Ausbau der EE und durch Investitionen in technische und strukturelle Effizienzmaßnahmen (EFF) erbracht.

Die Wirkung zeigt sich am Verlauf des Energieverbrauchs im Szenario KLIMA-19 OPT (**Tabelle 2**). Der Endenergieverbrauch beträgt in 2050 mit 4632 PJ/a noch 50% des 2008er Wertes (Primärenergieverbrauch noch 46%). Damit kann der notwendige hohe Anteil der EE (> 85% am Endenergieverbrauch) mit einem verträglichen Absolutbetrag in Höhe von rund 4100 PJ/a, also mit dem 2,7-fachen des Beitrags von 2018, erreicht werden. Wollte man -wie bisher -bei einer deutlich geringeren Wirkung einer Effizienzstrategie (z.B. entsprechend Szenario TREND-19) dieselbe THG-Minderung erreichen, wäre ein Ausbau der EE auf das 4,5-fache des heutigen Wertes erforderlich, was rund 70% mehr EE-Energieangebot als im Szenario KLIMA-19 OPT bedeuten würde. Ein derart hoher EE-Ausbau würde jedoch in erheblichem Ausmaß Fragen zur gesellschaftlichen Akzeptanz einer derartigen EE-Ausbaustrategie aufwerfen.

Tabelle 2 zeigt auch, dass die Abweichungen zwischen der Trendentwicklung und dem notwendigen Klimaschutzpfad KLIMA-19 OPT sehr rasch erhebliche Ausmaße annehmen. Verharrt man zu lange auf der Trendentwicklung, so werden in 2030 rund 2150 PJ/a „zu viel“ (Primär-) Energie verbraucht und es „fehlen“ rund 780 PJ/a zusätzlich EE-Endenergie. Diese Defizite wären angesichts der insgesamt zu erbringenden Strukturveränderungen nach 2030 nicht mehr aufzuholen. Ändern sich daher die energiepolitischen Rahmenbedingungen in nächster Zeit nicht erheblich, so werden die in den darauffolgenden Jahren erforderlichen gravierenden Kursänderungen zur Einhaltung des Klimaschutzziels 2050 kaum zu erreichen sein. Daher muss jetzt für die alle defizitären Bereiche der Energiewende sehr rasch ein Einstieg in wirksame Lösungsstrategien gefunden werden. Diese sind:

- ein weitgehender **Umbau der Stromversorgung** mit raschem Ausstieg aus der Kohleverstromung,
- rasche, systematische Mobilisierung der **Effizienzpotenziale im Wärmesektor**, gekoppelt mit einer Intensivierung des Ausbaus von EE zur Wärmbereitstellung
- ein durchgreifender **Umbau der Mobilitätsstrukturen** mit abgestimmter Einbindung neuer Antriebstechnologien und „alternativer“ Kraftstoffe

Die dazu notwendigen Umstrukturierungs- und Vernetzungsprozesse (Stichwort: Sektorkopplung) müssen **jetzt** eingeleitet werden und sollten bis zum wichtigen Zwischenziel 2030 ihre volle Dynamik entfalten. Dies wird im Szenario KLIMA-19 OPT beispielhaft dargestellt. Nur dann besteht die Chance, bis 2050 eine Energieversorgung aufzubauen, die der Zielsetzung der Pariser Klimakonferenz gerecht wird.

2. Ein rascher Kohleausstieg ist der Schlüssel zu einer wirksamen Klimaschutzstrategie

Mit 311 Mio. t CO_{2äq}/a war die „Energiewirtschaft“ im Jahr 2018 für 36% der gesamten THG-Emissionen verantwortlich und ist damit bei weitem der größte Verursacher von Treibhausgasen (**Tabelle 3, oberer Teil**). Es folgt die „Industrie“ mit 197 Mio. t CO_{2äq}/a bzw. 23% und der „Verkehr“ mit 161 Mio. t CO_{2äq}/a bzw. 19%. Der Brennstoffverbrauch in Gebäuden liegt mit 117 Mio. t CO_{2äq}/a bzw. 14% an vierter Stelle. Für viele Fragestellungen und Entscheidungen (z.B. Intensivierung der Sektorkopplung) ist eine Untergliederung der Emissionsverursacher nach den Nutzungssektoren Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Kraftstoffverbrauch zweckmäßiger als diejenige nach der Klimaschutzkonvention. Betrachtet man die **reine Stromerzeugung**, zu der auch der Industriesektor beiträgt, so kommt man mit **290 Mio. t CO_{2äq}/a auf einen Anteil von 33%** (Tabelle 3; unterer Teil). Fasst man die gesamte Wärmebereitstellung zusammen (Brennstoffbedarf für Gebäude; industrielle Prozesswärme, Fern- und Nahwärme aus KWK-Anlagen und Heizwerken) so erhält man mit 271 Mio. t CO_{2äq}/a bzw. 31% einen fast ebenso großen Anteil. Der Kraftstoffverbrauch (mit THG-Emissionen von insgesamt 170 Mio. t CO_{2äq}/a bzw. einem Anteil von knapp 20%) findet zu 95% im Verkehrssektor statt. Mit 85 Mio. t CO_{2äq}/a verursacht die Land- und Abfallwirtschaft gefolgt von den Industrieprozesse mit 50 Mio. t CO_{2äq}/a rund 16% der gegenwärtigen THG-Emissionen.

Tabelle 3: Treibhausgasemissionen und ihr Beitrag zum Klimaschutzziel 2030 (in Mio. t CO_{2äq}/a) im Entwurf des KSG und in den Szenarien KLIMA-19 PLAN und OPT; Unterteilung nach Kategorien gemäß Klimaschutzkonvention bzw. Klimaschutzplan 2050 und nach Nutzungssektoren

	2018	Entwurf KSG ^{*)}		KLIMA-19 PLAN		KLIMA-19 OPT	
		2030	Anteil an Reduktion	2030	Anteil an Reduktion	2030	Anteil an Reduktion
Energiewirtschaft ¹⁾	311	175	42%	157	47%	110	43%
Industrie ²⁾	197	140	18%	122	24%	88	23%
Gebäude ³⁾	117	70	15%	74	14%	49	15%
Verkehr	161	95	20%	129	10%	106	12%
Landwirtschaft ⁴⁾	70	58	4%	57	4%	43	6%
Abfallwirtschaft.; sonstige	10	5	1%	4	2%	4	1%
THG-Emissionen	866	543	100%	543	100%	400	100%
Aufteilung nach Nutzungssektoren:							
Stromerzeugung⁵⁾	290	(162)	38%	147	44%	96	42%
Wärmeerzeugung ⁶⁾	271	(181)	29%	161	34%	113	34%
Kraftstoffverbrauch ⁷⁾	170	(100)	22%	136	11%	111	12%
Land- und Abfallwirtschaft, restliche THG	85	(63)	7%	64	6%	50	7%
industrielle prozessbedingte Emissionen	50	(37)	4%	35	5%	30	5%

¹⁾ Öffentliche KW; HKW und BHKW, Strom und Wärme; Heizwerke, Raffinerien, Pipelines

²⁾ Industrie KW; HKW und BHKW, Strom und Wärme; Prozesswärme; industrielle Prozesse, bauwirtsch. Verkehr

³⁾ Brennstoffe für Gebäude (Private Haushalte; Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD))

⁴⁾ einschl. landwirtschaftlichen Brennstoff- und Kraftstoffverbrauch

⁵⁾ öffentl. und industrielle KW, HKW, BHKW (ohne Wärmeanteil; einschl. übriger THG der Energiewirtschaft)

⁶⁾ Gebäude; industr. Prozesswärme; landw. Prozesswärme; Fern- und Nahwärme aus KWK und Heizwerken

⁷⁾ Verkehr einschl. bauwirtschaftlicher und landwirtschaftlicher Kraftstoffverbrauch; Pipelines

^{*)} Referentenentwurf des Klimaschutzgesetzes vom 20. 2. 2019; () näherungsweise abgeleitete Werte

Um das offizielle Klimaschutzziel 2030 der Bundesregierung (- 55% ggü. 1990)⁵ zu erreichen, sind die derzeitigen THG-Emissionen um rund 320 Mio. t CO_{2äq}/a innerhalb von zwölf Jahren zu reduzieren. Im Vergleich dazu verursachte allein die Kohleverstromung im Jahr 2018 rund 255 Mio. t CO_{2äq}/a bzw. knapp 30% der gesamten THG-Emissionen. 88% davon, also 155 Mio. t CO_{2äq}/a stammen aus Braunkohlekraftwerken.

Auf Grund der bisher mit aktivem Klimaschutz unvereinbaren Preisrelationen am Strommarkt wurden die für eine effektive Klimaschutzstrategie notwendigen Strukturveränderungen im Kraftwerkssektor in den letzten Jahren weitgehend unterlassen. Obwohl in den letzten Jahren die EE-Stromerzeugung erheblich gestiegen ist (von 36 TWh/a in 2000 auf 226 TWh/a in 2018) und damit der Rückgang des Kernenergie-Stroms (von 170 auf 76 TWh/a) bei weitem kompensiert wurde, ist aufgrund der bis 2017 sehr niedrigen CO₂-Zertifikatspreise und niedriger Kohle- und Erdgaspreise die notwendige Reduktion der Stromerzeugung aus fossilen Energien unterblieben (**Abbildung 2**). Sie war in 2017 mit 355 TWh/a nur um 10 TWh/a niedriger als in 2000 und stieg zwischenzeitlich (2007) sogar auf rund 400 TWh/a. Auch die fossile Kraftwerksleistung in Höhe von 84 GW ist seit 2000 nahezu konstant. Erst im Jahr 2018 erfolgte durch den auf gut 20 €/t CO₂ gestiegenen Zertifikatspreis ein merklicher Rückgang der Stromerzeugung aus älteren Steinkohlekraftwerken. Dagegen hat sich die Stromerzeugung aus Braunkohle mit 146 TWh/a (2018) kaum verändert und liegt heute höher (!) als nach der Anpassung infolge der Wiedervereinigung Deutschlands (1995 = 142 TWh/a). Infolgedessen hat sich der Stromexportüberschuss (Abb.2, unten), der bis etwa 2011 unerheblich war, rasant vergrößert und in 2017 mit 55 TWh/a einen Rekordwert erreicht. In 2018 ist er nur geringfügig auf 51 TWh/a zurückgegangen⁶.

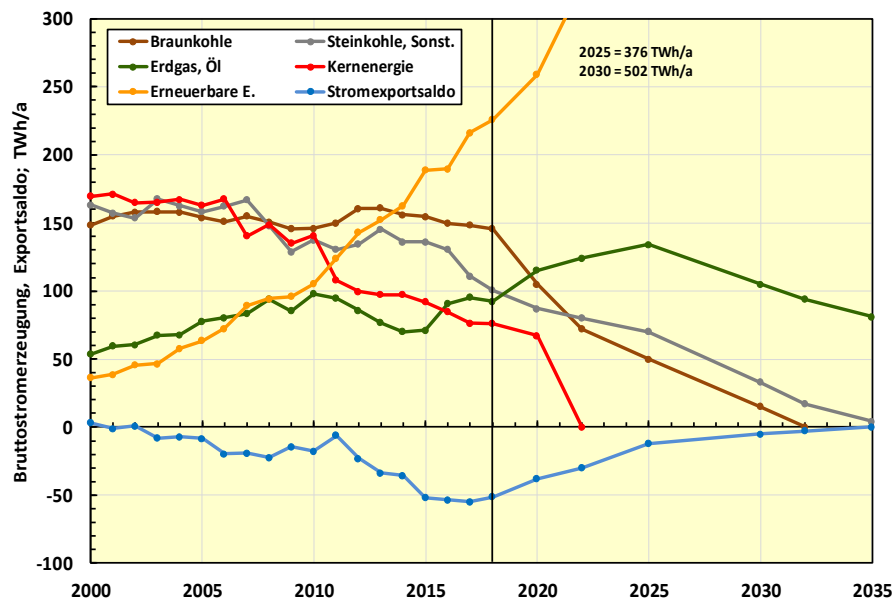


Abbildung 2: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern und des Stromexportsaldos zwischen 2000 und 2018 und angenommene Umstrukturierungen im Szenario KLIMA-18 OPT bis 2035.

⁵ Dieses Ziel reicht nicht aus, um das noch „zulässige“ Gesamtbudget an THG-Emissionen zuverlässig einzuhalten. Dazu sollte bis 2030 mindestens eine THG-Reduktion um -68% erreicht werden (KLIMA-19 OPT)

⁶ Würde der Abbau dieses Exportsaldos von 51 TWh/a ausschließlich durch die Reduktion der entsprechenden Braunkohleverstromung erfolgen, lägen die CO₂-Emissionen in Deutschland um 52 Mio. t CO₂/a niedriger. Das entspricht knapp der Hälfte der THG-Minderung, die rechnerisch zur Erreichung des Reduktionsziels 2020 notwendig wäre. Bezieht man die Stromempfängerländer bilanztechnisch ein, ergibt sich immer noch eine Gesamteinsparung von THG-Emissionen von rund 30 Mio. t CO₂/a in der EU.

Zentraler Bestandteil einer effektiven THG-Minderung muss daher eine rasche und deutliche Reduktion der Kohleverstromung sein. Sie ist zudem die kurzfristig kostengünstigste und am leichtesten mobilisierbare Strategie, da sie von einer überschaubaren Anzahl professioneller Akteure in Gang gesetzt werden kann. Nur wenn bereits bis 2030 ein sehr weitgehender Kohleausstieg stattfindet, rückt die Umsetzung des Klimaziel 2030 in erreichbare Nähe. Dieser Tatsache tragen alle aktuellen Reduktionsvorschläge Rechnung. Auch der Kompromiss zum Kohleausstieg⁷ kam nicht zuletzt durch diese Erkenntnis zustande. Im Referentenentwurf des KSG für das Klimaziel 2030 schlägt sich der bis zum Jahr 2038 beschlossene Kohleausstieg allerdings nur mit einem Reduktionsbeitrag von 128 Mio. t CO_{2äq}/a nieder (gesamte „Energiewirtschaft“ = 136 Mio. t CO_{2äq}/a; **Tabelle 3; Spalten KSG**). Damit ist das Potential des Kohleausstiegs bei weitem noch nicht ausgeschöpft.

Eine wirksamere Erfüllung des offiziellen Ziels 2030 wird im Szenario KLIMA-19 PLAN vorgeschlagen (**Tabelle 3; Spalten KLIMA-19 PLAN**). Dazu wird der Kohleausstieg beschleunigt, wobei der Schwerpunkt auf einer raschen Reduktion der Braunkohlestromerzeugung liegt. Die THG-Emissionen der Kohlestromerzeugung verringern sich von 255 Mio. t CO_{2äq}/a (2018) auf 80 Mio. t CO_{2äq}/a; die THG-Emissionen der gesamten fossilen Stromerzeugung können mit 147 Mio. t CO_{2äq}/a gegenüber 2018 halbiert werden. Damit können 44% der bis 2030 erforderlichen gesamten THG-Reduktion erbracht werden⁸. Die derzeitigen Kohleleistung in Höhe von 45 GW (einschl. Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft⁹; **Abbildung 3**) sinkt auf ein Drittel (6 GW Braunkohle; 9 GW Steinkohle). Nach dem Vorschlag der Kohlekommission wären in 2030 noch 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle in Betrieb.

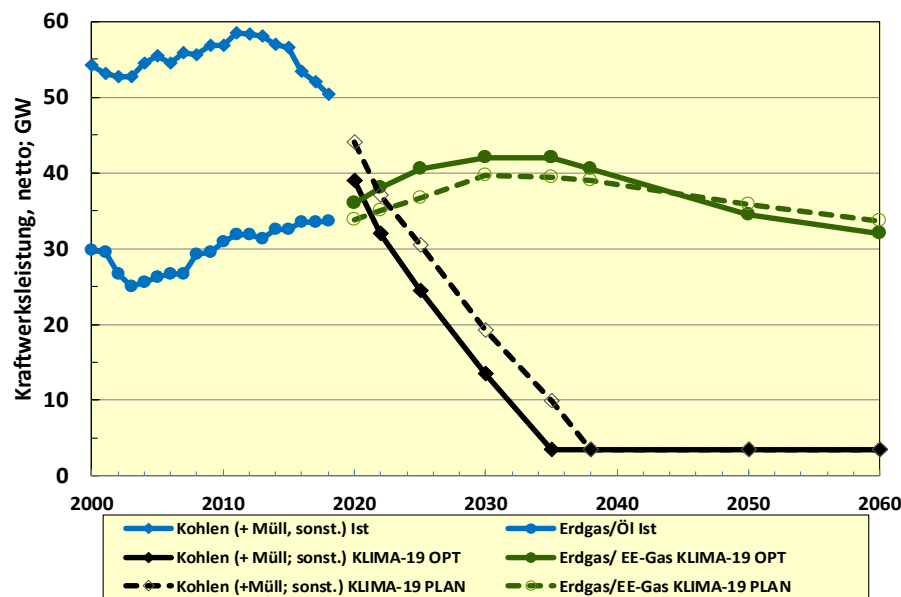


Abbildung 3: Entwicklung der installierten fossilen Kraftwerksleistung seit 2000 (einschl. Netzreserve und Sicherheitsbereitstellung) und in den Szenarien KLIMA-19 PLAN und KLIMA-19 OPT. (Kohlen = Braunkohle, Steinkohle, einschl. sonst. nicht erneuerbare Energieträger = 5 GW in 2018; Erdgas wird ab 2035 sukzessive durch EE-Gas ersetzt).

⁷ Abschlussbericht der Kohle-Kommission: „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Berlin, Januar 2019

⁸ Auch der Wärmesektor wird in diesem Szenario im Vergleich zum KSG-Vorschlag stärker zur THG-Reduktion herangezogen. Dadurch ergeben sich mehr Spielräume bei der Verringerung der THG-Emissionen des Kraftstoffverbrauchs. Diese sind im KSG-Vorschlag unrealistisch hoch angesetzt (vgl. Abschnitt: Verkehr)

⁹ Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 7.3.2019

Um die gemäß dem Pariser Klimaschutzziel bis 2030 eigentlich notwendige THG-Reduktion zu erreichen (400 Mio. t CO_{2äq}/a) muss der Beitrag des Kohleausstiegs noch deutlicher ausfallen (**Tabelle 3; Spalten KLIMA-19 OPT**); In diesem Szenario wird die Braunkohlenutzung 2032 und die Steinkohlenutzung 2035 beendet (**Abbildung 2**). Bis 2030 können so die THG-Emissionen der Kohlestromerzeugung auf 50 Mio. t CO_{2äq}/a und die Gesamtemissionen der fossilen Stromerzeugung auf 96 Mio. t CO_{2äq}/a reduziert werden. An der jetzt höheren Gesamtreduktionsmenge von 466 Mio. t CO_{2äq}/a hat der Kohleausstieg mit 194 Mio. t CO_{2äq}/a einen Anteil von 42% (Tabelle 3).

Erreicht wird dies im Szenario KLIMA-19 OPT durch eine Stilllegung von 19 GW Braunkohle- und 16 GW Steinkohleleistung bis 2030 (Stilllegung bis 2022 von 11 GW Braunkohle- und 7 GW Steinkohleleistung). Somit sind in 2030 noch 2 GW Braunkohle und 7,5 GW Steinkohle in Betrieb (Abbildung 3). Zusätzlich erforderlich werden rund 9 GW gasgefeuerte Kraftwerke bzw. HKW, wobei ein Teil der Leistung durch Umwandlung bestehender Steinkohlekraftwerke (z. B. für Netzreserve) erbracht werden kann. Unterstützt wird der Kohleausstieg durch einen deutlichen Rückgang des (fossilen) Stromexportsaldos und einen erheblichen weiteren Ausbau der EE-Stromerzeugung von derzeit 226 TWh/a auf 502 TWh/a in 2030 (Abbildung 2). Der Anteil der EE an der Stromerzeugung beträgt damit 76% (vgl. auch Tabelle 1).

3. Der weitere Ausbau der EE-Stromerzeugung ist das Rückgrat der Energiewende

Die EE-Leistung ist im letzten Jahrzehnt jahresdurchschnittlich um 8 GW/a gewachsen, während in den Jahren 2008-2012 die Fotovoltaik den Zuwachs dominierte, war das Wachstum der EE-Stromerzeugung dank hoher Zuwächse bei der Windenergie in den letzten Jahren relativ hoch. EE-Strom trägt derzeit mit 38 % (226 TWh/a) zum Bruttostromverbrauch Deutschlands bei (**Tabelle 4; Abbildung 4**). Wird lediglich der derzeit vorgegebene Ausbaukorridor des EE-Stroms eingehalten (**Szenario TREND-19**), so wird sich diese Wachstumsrate in den nächsten Jahren etwa halbieren und bis 2030 zu einer EE-Leistung von nur knapp 170 GW führen. Mit dann 320 TWh/a würden rund 40% mehr EE-Strom als heute erzeugt werden (**Abbildung 4**). Zwar dominieren auch in diesem Szenario längerfristig die EE den Stromsektor (EE-Anteil in 2030 = 53%; in 2050 = 70%), aber das vorrangige Ziel einer sehr weitgehenden THG-Minderung durch den Ersatz fossiler Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor durch EE-Strom würde mit einer THG-Minderung von nur -59% in 2050 drastisch verfehlt.

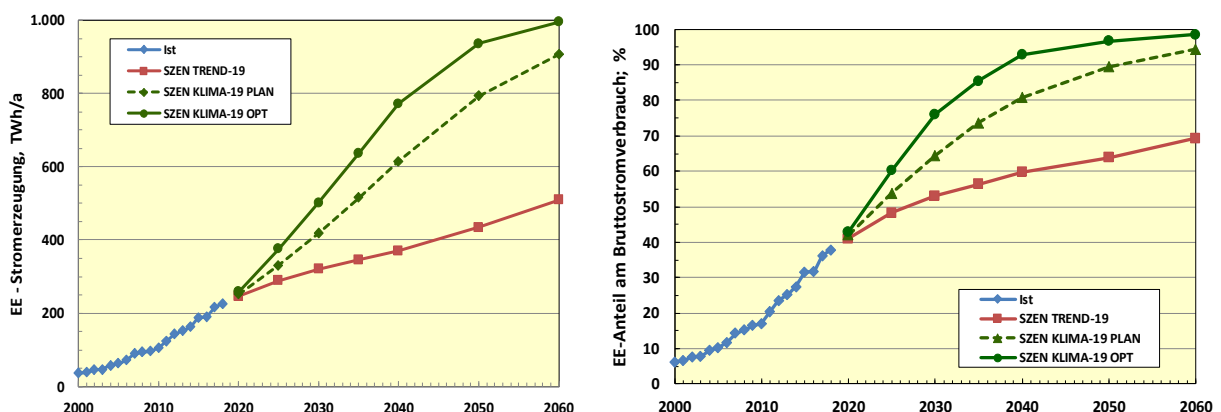


Abbildung 4: EE-Stromerzeugung (links) und EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (rechts) im Szenarienvergleich.

In den nächsten Jahren sind generell wesentlich höhere EE-Strombeiträge erforderlich, wenn man glaubwürdig Klimaschutz betreiben will. Dazu ist es erforderlich, dass EE-Strom auch in anderen Sektoren in erheblichem Ausmaß zum Einsatz kommt. Im Szenario KLIMA-19 PLAN wird der im Klimaschutzplan 2050 festgelegte EE-Stromanteil von 65% in 2030 abgebildet (**Tabelle 4, Mitte**). Dieser EE-Beitrag ist erforderlich, wenn bis dahin die im Klimaschutzplan 2050 angestrebte THG-Minderung von -55% erreicht werden soll (Abbildung 1). Dazu ist die jährliche Wachstumsrate (Netto-Zubau in **Abbildung 5, links**) des letzten Jahrzehnts mindestens aufrechtzuerhalten. Damit kann in 2030 eine EE-Leistung von knapp 220 GW erreicht und eine EE-Strommenge von 420 TWh/a bereitgestellt werden (Abbildung 4). Um dies sicherzustellen, muss allerdings die Brutto-Zubaurate deutlich zunehmen, da in steigendem Umfang alte Anlagen ersetzt werden müssen. Diese lag im Jahr 2018 für alle EE-Technologien bei 7,6 GW/a (Wind-Onshore = 2,8; Wind-Offshore = 1,0; Fotovoltaik = 3,6; Übrige = 0,2) und steigt im Szenario KLIMA-19 PLAN bis 2030 auf 12,4 GW/a. Ab 2040 muss, bei abnehmendem Nettozubau, eine Bruttozubaurate von 15 – 16 GW/a aufrechterhalten werden.

Tabelle 4: Bruttostromverbrauch und EE-Stromerzeugung in den Szenarien und EE-Anteil am Bruttostromverbrauch

	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
TREND-19								
Bruttostromverbrauch, TWh/a	597	596	599	600	604	622	682	735
EE-Stromerzeug., TWh/a	190	226	246	290	321	371	435	509
Anteil an Bruttoverbrauch, %	31,7	37,9	41,0	48,3	53,1	59,7	63,8	69,3
THG-Emissionen ¹⁾ ; Mio. t CO _{2äq} /a	314	290	275	267	228	160	122	98
KLIMA-19 PLAN								
Bruttostromverbrauch, TWh/a	597	596	599	615	650	762	887	962
EE-Stromerzeug., TWh/a ²⁾	190	226	252	331	418	615	793	907
Anteil an Bruttoverbrauch, %	31,7	37,9	42,1	53,8	64,4	80,8	89,5	94,4
THG-Emissionen ¹⁾ ; Mio. t CO _{2äq} /a	314	290	259	219	147	70	43	23
KLIMA-19 OPT								
Bruttostromverbrauch, TWh/a	597	596	602	625	660	832	970	1011
EE-Stromerzeug., TWh/a ²⁾	190	226	259	376	502	772	937	995
Anteil an Bruttoverbrauch, %	31,7	37,9	43,0	60,2	76,1	92,9	96,7	98,5
THG-Emissionen ¹⁾ ; Mio. t CO _{2äq} /a	314	290	244	179	96	26	12	2

1) Stromerzeugung aus öffentlichen und industriellen Kraftwerken, HKW und BHKW; vgl. Tabelle 3

2) EE-Strom wird zunehmend als neue „Primärenergie“ im Wärme- und Verkehrssektor (Power to Heat, to Mobility, to Gas) eingesetzt; einschl. EE-Stromerzeugung aus Wasserstoff

Vor dem Hintergrund der Zielsetzung einer emissionsfreien Energieversorgung bis 2050 ist aber auch dieser Ausbau unzureichend, da EE-Strom in diesem Fall seiner Aufgabe, als neue „Primärenergie“ auch im Wärme- und Verkehrsbereich fossile Energien zu verdrängen („Sektorkopplung“ mittels Power to Mobility, to Heat, to Gas/Liquid), nicht ausreichend erfüllen kann. EE-Strom muss dazu rascher und in deutlich größerem Umfang bereitgestellt werden. Diese notwendige Entwicklung wird im Szenario KLIMA-19 OPT abgebildet. In 2030 werden mit 502 TWh/a bereits 76% des Bruttostromverbrauchs von EE bereitgestellt. Dazu ist ein Anstieg des **Netto-Leistungszubau bis 2030 auf 12,6 GW/a erforderlich (Abbildung 5, rechts)**, der zu einer installierten Leistung von 265 GW führt. Der **Brutto-Zubau** muss dazu sehr rasch und erheblich steigen und **im Jahr 2020 eine Höhe von 16,5 GW/a erreichen**, also auf das Doppelte des Durchschnittswerts des letzten Jahrzehnts (Abbildung 5). Längerfristig ist ein jährlicher Bruttozubau von rund 18 GW/a aufrecht zu erhalten. In 2060 decken EE dann mit 995 TWh/a (418 GW) nahezu den gesamten Bruttostromverbrauch. Rund 12% davon bezieht Deutschland aus dem dann etablierten europäischen EE-Stromverbund.

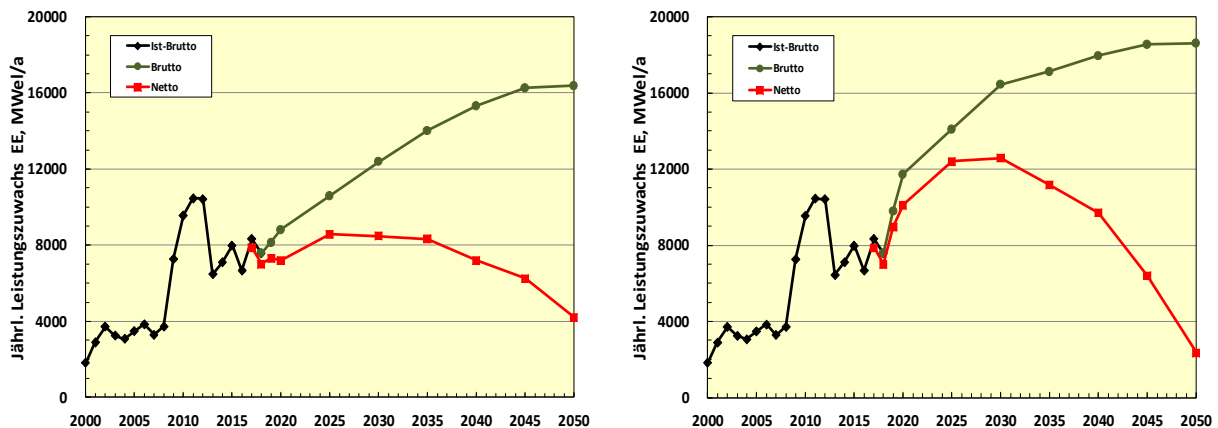


Abbildung 5: Brutto- und Netto-Zubauraten der EE-Stromerzeugung in den Szenarien KLIMA-19 PLAN (links) und KLIMA-19 OPT (rechts)

Von großer Bedeutung ist die mit dem weiteren EE-Ausbau verbundene zukünftige Entwicklung der EEG-Umlage. Aufgrund des starken Anstiegs in den letzten 5 Jahren, hauptsächlich hervorgerufen durch den hohen Ausbau der Fotovoltaik in den Jahren 2009- 2013, auf derzeit 23,8 Mrd. €/a (2018), bot sie immer wieder Anlass zu kritischen Bemerkungen bei Gegnern des EEG. Die Bemessung des „Wertes“ von klimaverträglichem EE-Strom an den Stromkosten weitgehend abgeschriebener fossiler Kraftwerke (Börsenstrompreis = Grenzkosten des teuersten noch benötigten fossilen Kraftwerks zur Lastdeckung), deren Klimaschadenskosten zusätzlich praktisch unberücksichtigt blieben (Zertifikatspreise um 5 €/tCO₂), zeigt exemplarisch das **Marktversagen des herkömmlichen Energiemarkts**. In dieser Konstruktion der EEG-Umlage wurden der erneuerbaren Stromerzeugung Kosten zugeschrieben, die eigentlich Kosten der klimaschädigenden, fossilen Stromerzeugung sind. Wären diese Kosten bereits zu Beginn der Energiemarktliberalisierung durch angemessen hohe CO₂-Preissignale (> 40 €/tCO₂) der fossilen Stromerzeugung zugeordnet worden, hätte es einer weitaus geringeren zusätzlichen Unterstützung durch das EEG bedurft, um den jetzigen Technologiestand und das Kostenniveau von Wind- und Solarstrom zu erreichen.

Der notwendige weitere, deutliche Ausbau der EE in den Szenarien KLIMA-19 PLAN und OPT wurde daher mit entsprechend steigenden Strombörsenpreisen kombiniert und damit die unter Klimaschutz Gesichtspunkten marktwirtschaftlich „korrekte“ **Entwicklung der zukünftigen EEG-Umlage** berechnet (**Abbildung 6**). Im Szenario TREND-19 wird exemplarisch die bisherige unzulängliche Zuordnung beibehalten. Die Börsenstrompreise steigen auf rund 5 ct/kWh im Jahr 2030 (Mittelwert 2018 = 3,85 ct/kWh) bei nur gering steigenden CO₂-Preisen für ETS-Zertifikate. Die EEG-Umlage sinkt in diesem Szenario zwar auch – wegen des sukzessiven Wegfalls der „teuren“ Altanlagen – beträgt aber trotz mäßigen EE-Ausbaus auch nach 2035 noch immer 14 Mrd. €/a. Wird dagegen der CO₂-Preis konsequent gesteigert (z.B. durch einen ertüchtigten Emissionshandel; vgl. dazu Abschnitt 10) sinkt die EEG-Umlage trotz wesentlich stärkeren EE-Ausbaus in den Klimaschutzszenarien PLAN und OPT bereits bis 2030 unter 10 Mrd. €/a und verschwindet kurz nach 2040 vollständig. Die angenommene Entwicklung des mittleren Börsenstrompreises zeigt **Tabelle 5**. Längerfristig wird angenommen, dass der Börsenstrompreis bei sehr hohen EE-Anteilen der Stromerzeugung (nach 2040 > 80%) den Vollkosten des EE-Stromerzeugungsmixes entspricht (untere Zeile in Tabelle 5).

Tabelle 5: Entwicklung des Börsenstrompreises in den Szenarien KLIMA-19 PLAN und OPT in Abhängigkeit des Preises von ETS-Emissionszertifikaten; sowie Vollkosten des EE-Stromerzeugungsmixes in diesen Szenarien, (eigene Berechnungen) ¹⁰

	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ - Preis (€/t)	18	50	70	100	125	150	175	180
Börsenstrompreis; ct/kWh	3,85	5,38	6,3	6,7	6,9	7,0	7,0	7,0
Vollkosten EE-Mix; ct/kWh	9,33	8,90	8,0	7,5	7,2	7,0	7,0	7,0

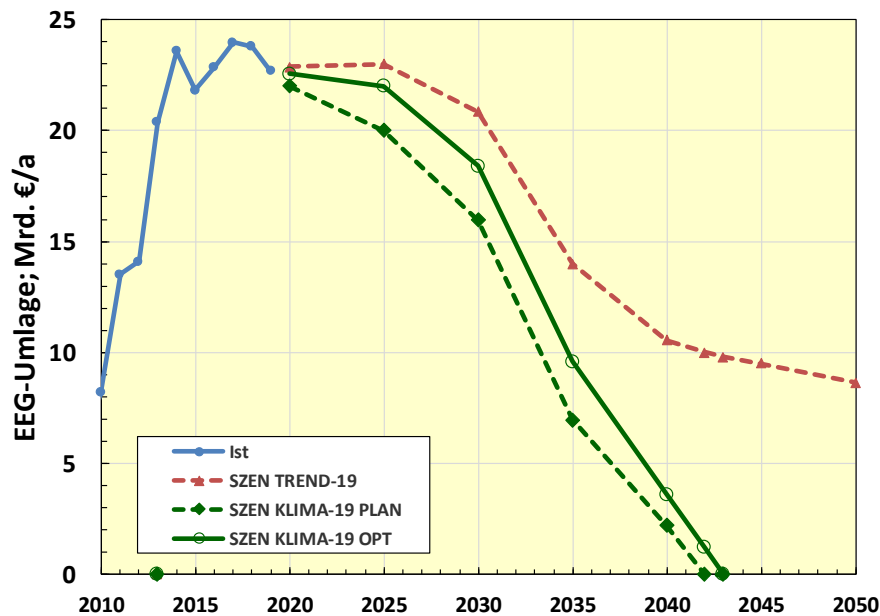


Abbildung 6: Entwicklung der EEG-Umlage seit 2005 und in den Szenarien TREND-19, KLIMA-19 PLAN und OPT, (Details siehe Text und Tabelle 5)

Die Verwendung der deutlich steigenden Stromerzeugung zeigt **Abbildung 7 (links)** für das Szenario **KLIMA-19 OPT**. Ursache dafür ist die wachsende Sektorkopplung, um fossile Energien auch aus dem Verkehrs- und Wärmesektor verdrängen zu können. EE-Strom wird in deutlich wachsendem Umfang für Mobilität, direkte Wärmenutzung und für die Erzeugung von EE-Wasserstoff (Power to Gas) eingesetzt. Der Stromverbrauch für die „konventionelle“ Stromnutzung (Strom für Kraft/Licht/Kommunikation + Stromeinsatz für „konventionelle“ Raumheizung + Warmwasser + „heutiger“ Einsatz für Prozesswärme + Schienenverkehr = 517 TWh/a in 2018) sinkt bis 2050 infolge steigender Effizienz um 23% (Szenario KLIMA-19 PLAN um 20%).

EE-Strom als die zukünftige Hauptenergiequelle („Primärenergiequelle“) erschließt jedoch andere Nutzungsbereiche. Diese sind kurz- bis mittelfristig Wärmepumpen für Heizzwecke und die Elektromobilität. Dazu kommt mittelfristig auch ein Einsatz von EE-Strom für industrielle Prozesswärme über die heute üblichen Einsatzbereiche hinaus, sowie die Einspeisung von EE-Überschussstrom in Wärmenetze (Power to Heat). In 2050 werden für Elektromobilität in KLIMA-19

¹⁰ Die Berechnungen der EE-Vollkosten und der EEG-Umlage erfolgten mit einer weiterentwickelten Version des Programms „ARES“ (Ausbau regenerativer Energiesysteme), welches im Rahmen der „Leitstudien“ für das BMU in den Jahre 2004 bis 2012 eingesetzt wurde (z.B.: J.Nitsch, T.Pregger, N.Gerhardt, B.Wenzel u.a.: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland.“ Schlussbericht BMU-FKZ 03MAP146, DLR-Stuttgart, FhG-IWES, Kassel, IFNE Berlin, 29. März 2012

OPT mit 83 TWh/a und für „neue“ Wärmezwecke 82 TWh/a jeweils 8,6% des Bruttostromverbrauchs benötigt (Abbildung 7, links). Insgesamt belaufen sich diese „neuen“ Anwendungen in 2050 also auf 165 TWh/a, was knapp 30% der gesamten Stromendenergie (570 TWh/a) zu diesem Zeitpunkt entspricht.

Längerfristig ist die Überführung eines Teils des (fluktuierenden) EE-Stroms in eine chemisch speicherbare Form (Power to Gas) unerlässlich. In diesen Szenarien ist dies EE-Wasserstoff, es kommen aber ggf. auch EE-Methan oder synthetische flüssige Energieträger für den Verkehrssektor (z.B. Flugverkehr) infrage. Allerdings sind mit letzteren Alternativen noch höhere Verluste – und damit ein noch höherer EE-Bedarf – erforderlich als bei der Wasserstoffoption. Diese auf EE-Strom basierenden Energieträger können in einer 100% EE-Versorgung in allen Nutzungsbereichen (Stromerzeugung mittels KWK, Verkehr HT-Wärme und Chemierohstoff) die Rolle heutiger fossilen Energieträger übernehmen. Wegen der Notwendigkeit die gesamten verbleibenden fossilen Energien im Wärmesektor und im Verkehr zu ersetzen, wird in KLIMA-19 OPT längerfristig auch ein erheblicher Anteil des EE-Stroms, nämlich 34% im Jahr 2050 in EE-Wasserstoff umgesetzt, was 330 TWh/a entspricht. Damit werden 254 TWh/a (915 PJ/a) Wasserstoff erzeugt, womit 20% des gesamten Endenergiebedarfs des Jahres 2050 gedeckt werden können. Die Aufteilung auf die einzelnen Verwendungszwecke ist aus **Abbildung 7 rechts** ersichtlich; 50% des Wasserstoffs werden im Verkehr eingesetzt, mit 34% werden KWK-Anlagen versorgt, 10% werden für industrielle Zwecke eingesetzt und 6% dienen der Spitzenlastdeckung in Gasturbinen.

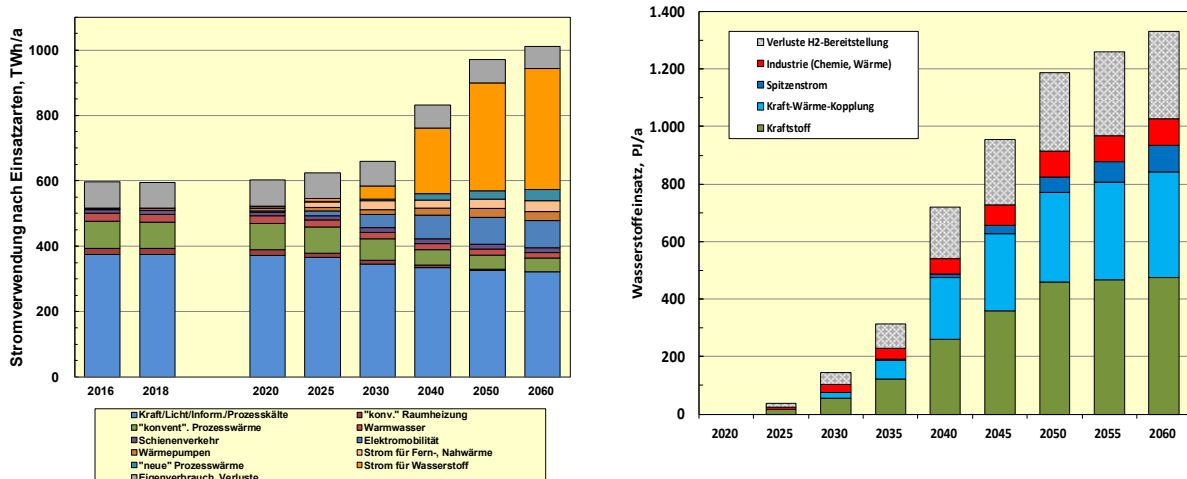


Abbildung 7: Bruttostromerzeugung für „konventionelle“ und „neue“ Stromverwendungen (links) und Einsatzfelder von EE-Wasserstoff (rechts) im Szenario KLIMA-19 OPT

4. Der Umbau des Wärmesektors muss endlich in Gang kommen

Ein weiteres zentrales Handlungsfeld, in dem erhebliche THG-Reduktionspotentiale seit langem lahm liegen, ist die Wärmebereitstellung für Raumheizung (einschließlich Fern- und Nahwärme aus HKW und BHKW), Warmwasser und für Prozesswärme. Der Wärmesektor ist mit derzeit 271 Mio. t CO_{2äq}/a für 31% der THG-Emissionen verantwortlich (Tabelle 3). 184 Mio. t CO_{2äq}/a verursachen Brennstoffe und die Bereitstellung von Fern- und Nahwärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung aus HKW und Heizwerken, 87 Mio. t CO_{2äq}/a resultieren überwiegend aus der Prozesswärmeerzeugung in der Industrie. Der Stromeinsatz für Wärmezwecke ist darin nicht enthalten. Rund 70 Mio. t CO_{2äq}/a davon sind im europäischen Emissionshandel erfasst.

Ansatzpunkte für eine erhebliche Mobilisierung von Effizienzpotenzialen gibt es sowohl im Raumwärmesektor wie bei der Bereitstellung von industrieller Prozesswärme. Im Gebäudesektor kann durch die längst überfällige steuerliche Absetzbarkeit von Investitionen in die energetische Gebäudemodernisierung, in die Ausweitung des EE-Wärmegesetzes auf den Gebäudebestand und durch gezielte zusätzliche Förderung der Sanierung älterer Sozialwohnungen einschließlich Heizungsmodernisierung (Ablösung von Nachtspeicher- und Ölheizungen; Verbot neuer Ölheizungen) und von kommunalen Gebäuden ein beträchtlicher Schub zur Einsparung von Heizwärme ausgelöst werden. Außerdem steht immer noch die Umsetzung der EU-Effizienzrichtlinie in nationales Recht aus, die weitere Anreize bringen würde. U. a. könnten dadurch Kommunen veranlasst werden, mittels kommunaler Wärmeleitplanung energieeffiziente Quartierslösungen, insbesondere dezentrale Nahwärmeversorgung als Voraussetzung für die Nutzung von EE-Wärme effektiv voranzubringen.

Eine weitere Verschleppung dieser Maßnahmen wird dazu führen, dass nach der „Effort-Sharing-Regulation 2021-2030“ der EU bezüglich der THG-Emissionen in den Nicht-ETS-Sektoren Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft in den nächsten Jahren erhebliche Strafzahlungen in der Größenordnung von 10 Mrd. € auf die Bundesregierung zukommen, da die dort vorgegebenen Reduktionsziele von -38% bezogen auf das Basisjahr 2005 nicht erreicht werden¹¹.

Auch im Prozesswärmebereich sind noch erhebliche Energieeinsparungen möglich. Wegen zu großzügiger und weitgehend kostenloser Überlassung von Emissionszertifikaten sind in Industrieanlagen in den letzten zehn Jahren praktisch keine Emissionen reduziert worden¹². Auch die erheblichen Ausnahmereglungen bei Energie- und Stromsteuer, sowie bei der EEG-Umlage, die sich für die energieintensiven Industriebranchen auf eine Größenordnung von rund 10 Mrd. €/a belaufen¹³, haben Anreize verhindert, in neue Technologien zu investieren, die zu einer nennenswerten Reduktion von THG-Emissionen führen könnten.

Eine vollständige Dekarbonisierung der Energieversorgung, wie sie gemäß Paris-Ziel erforderlich ist, erfordert bis 2050 einen völligen Umbau der Wärmeversorgung. Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen (gemäß Szenario TREND-19; **(Tabelle 6, oberer Teil)**) liefern für die dazu erforderlichen erheblichen Strukturveränderungen (u.a. umfassende energetische Sanierung von Bestandsgebäuden, verpflichtende Wärmekonzepte in allen Kommunen, weiterer Ausbau der KWK auf Gas- und Biomassebasis; Planung und Bau von Wärmenetzen in geeigneten Siedlungsquartieren) keine nennenswerten Impulse.

Das ohnehin sehr geringe Wachstum von EE-Wärme im Bereich der Solarwärme und der Umweltwärme/Geothermie wird durch den Korridor für Biomasse im derzeitigen EEG zusätzlich gebremst. Dadurch wird insbesondere der Wärmebeitrag aus KWK-Anlagen, der sich in den letzten Jahren dank wachsender Stromerzeugung aus Biomasse deutlich erhöht hat und heute 27% der gesamten Biomassewärme darstellt nach 2020 wieder sinken. Insgesamt würde sich bei weiter unveränderten Rahmenbedingungen der Beitrag der Biomassewärme von derzeit 530 PJ/a auf 450 PJ/a in 2030 und auf 360 PJ/a im Jahr 2050 verringern. Das unter Trendbedingungen für möglich gehaltene Wachstum von Kollektoren und Wärmepumpen/Geothermie kann diesen

¹¹ S. Gores, J. Graichen: „Abschätzung des erforderlichen Zukaufs von Annual Emissions Allowances bis 2030“. Memo Öko-Institut, Berlin, 21.8.2018

¹² Die ETS-Emissionen des Industriesektor beliefen sich im Jahr 2017 auf 126 Mio. t CO_{2aq}/a (in 2018 ~ 125 Mio. t CO_{2aq}/a), im Jahr 2008 lagen sie bei 130 Mio. t CO_{2aq}/a. Die im ETS erbrachten Reduktionen in diesem Zeitraum (80 Mio. t CO_{2aq}/a) sind fast ausschließlich von den Kraftwerken der Energiewirtschaft erbracht worden; „Treibhausgasemissionen 2017 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland“ (VET-Bericht 2017), Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Berlin, Mai 2018

¹³ J. Nitsch: „Auswirkungen einer allgemeinen CO₂-Abgabe auf die Energiekosten einzelner Industriebranchen.“ Kurzzstudie CO₂-Abgabe e.V.; Stuttgart 20.10.2018

Rückgang bestenfalls kompensieren, ein weiteres Wachstum der gesamten EE-Wärme findet daher kaum statt. Von derzeit 615 PJ/a steigt sie im Trendfall bis 2025 noch auf 640 PJ/a, um dann bis zur Jahrhundertmitte wieder auf das heutige Niveau zu fallen. Eine „Energiewende“ im Wärmebereich findet also ohne zusätzliche Impulse und günstigere energiepolitische bzw. ökonomischen Rahmenbedingungen nicht statt, der THG-Ausstoß allein des Wärmesektors belief sich in 2050 immer noch auf 180 Mio. t CO_{2äq}/a (derzeit 271 Mio. t CO_{2äq}/a; vgl. Tabelle 3).

Tabelle 6: Energieverbrauch für Wärmezwecke und zukünftige Beiträge der EE in den Szenarien sowie resultierende Treibhausgasemissionen

	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
TREND-19							
Endenergieverbrauch (PJ/a) ¹⁾	4804	4694	4494	4377	4143	3938	3788
davon Stromwärme (PJ/a)	471	484	504	528	555	557	558
Veränderung ggü. 2008 (%)	- 12,6	-14	-18	-20	-25	-28	-31
EE-Wärmemenge (PJ/a) ²⁾	615	634	640	630	604	600	623
Anteil Erneuerbare Energien (%) ³⁾	16,3	17,5	19,4	20,6	22,5	24,3	26,7
THG-Emiss. (Mio. t CO _{2äq} /a) ⁴⁾	271	243	225	201	188	180	154
KLIMA-19 PLAN							
Endenergieverbrauch (PJ/a) ¹⁾	4804	4625	4306	4088	3834	3536	3241
davon Stromwärme (PJ/a)	471	483	515	524	532	537	553
Veränderung ggü. 2008 (%)	- 12,6	-16	-22	-26	-30	-36	-41
EE-Wärmemenge (PJ/a) ²⁾	615	646	696	792	995	1246	1408
Anteil Erneuerbare Energien (%) ³⁾	16,3	18,1	22,5	27,7	37,3	49,0	59,7
THG-Emiss. (Mio. t CO _{2äq} /a) ⁴⁾	271	240	198	161	115	80	55
KLIMA-19 OPT							
Endenergieverbrauch (PJ/a) ¹⁾	4804	4560	3947	3520	2635	2134	2111
davon Stromwärme (PJ/a)	471	487	509	514	527	538	554
Veränderung ggü. 2008 (%)	- 12,6	-17	-28	-36	-52	-61	-62
EE-Wärmemenge (PJ/a) ²⁾	615	648	731	860	1185	1406	1478
Anteil Erneuerbare Energien (%) ³⁾	16,3	18,6	26,2	35,6	63,8	90,1	96,1
THG-Emiss. (Mio. t CO _{2äq} /a) ⁴⁾	271	232	161	113	36	7	1

1) Einschließlich Stromeinsatz für Wärmezwecke

2) Biomasse, Kollektoren, Umweltwärme; ohne EE-Strom für Wärmezwecke

3) Anteil an gesamter Wärme einschl. Stromwärme; 4) ohne THG-Emissionen für Stromwärme

Den notwendigen Maßstab für die erforderlichen Umstrukturierungen im Wärmesektor liefern die entsprechenden Daten des Szenarios KLIMA-19 OPT. Die konsequente Mobilisierung der erheblichen Effizienzpotentiale, insbesondere bei der Reduzierung des Raumwärmebedarfs, ermöglichen eine Verringerung des gesamten Wärmeverbrauchs (Raumheizung, Warmwasser, Prozesswärme) um rund 60% (KLIMA-19 OPT; **Tabelle 6, unten; Abbildung 8, links**). Dies ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, mit Solarwärme, Umweltwärme, hydrothermalen Geothermie, direktem EE-Stromeinsatz und effizienter Nutzung von Biomasse und EE-Wasserstoff in KWK-Anlagen hohe Deckungsanteile im Rahmen eines strukturell machbaren Zubaus an entsprechenden Anlagen und Wärmenetzen zu erreichen. EE können so ihren bisher geringen Anteil an der Wärmebereitstellung (16,3%) bereits bis 2030 auf 36% steigern und erreichen in 2050 einen Deckungsanteil von 90% (Tabelle 6).

Biomasse steigert ihren Beitrag von rund 150 TWh/a (derzeit = 88% der gesamten EE-Wärmeerzeugung) zukünftig nur noch unwesentlich, ihr Einsatz erfolgt aber im Szenario wesentlich effizienter als bisher. Die Wärmenutzung in Form von Einzelheizungen geht zugunsten ihrer Nutzung in KWK-Anlagen und Wärmenetzen zurück (**Abbildung 8, rechts**). Das zukünftige Wachstum wird von solarthermischen Anlagen, Wärmepumpen und hydrothermalen Anlagen getragen, die

bisher mit 1,8% Anteil an der gesamten Wärmenachfrage nur einen sehr geringen Beitrag leisten. Ab 2030 tritt die Nutzwärme aus KWK-Anlagen hinzu, die mit EE-Wasserstoff betreiben werden (Abb.8, rechts). EE-Strom erschließt sich neue Nutzungsbereiche im Wärmesektor (vgl. Abschnitt 3: Ausbau der EE-Stromerzeugung), so dass der Stromeinsatz für Zwecke (Strom für Wärmepumpen; Stromwärme in Wärmenetzen; zusätzlicher Strom für industrielle Prozesswärme) trotz deutlicher Effizienzsteigerungen im „konventionellen“ Bereich zunimmt und im Szenario KLIMA-19 OPT in 2050 rund 25% des gesamten Wärmebedarfs deckt (derzeit rund 10%).

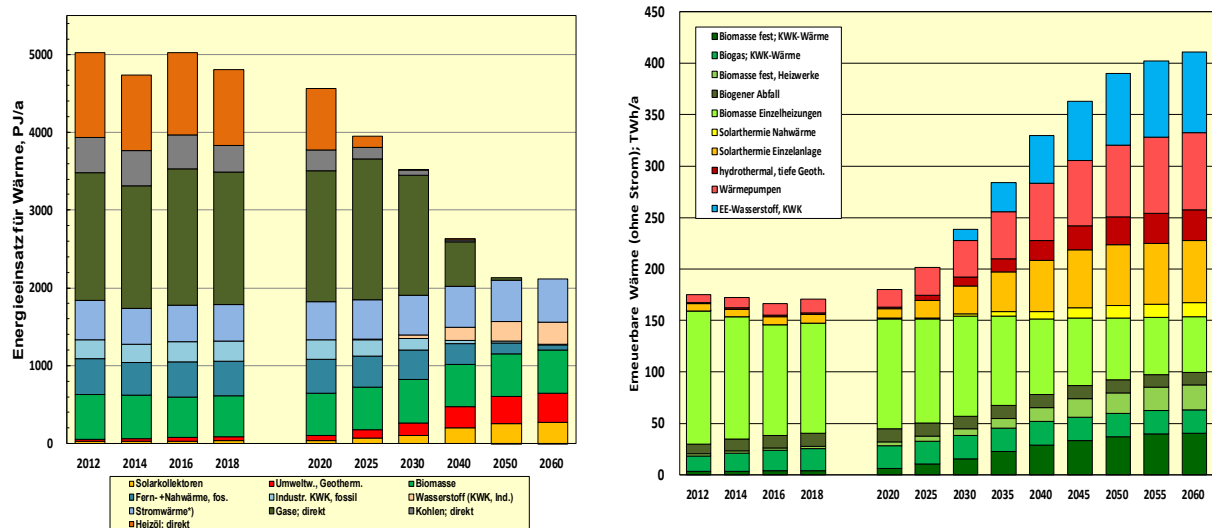


Abbildung 8: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Wärmebereitstellung (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) im Szenario KLIMA-19 OPT und (links) und Beitrag der Wärme aus erneuerbaren Energien (rechts; ohne Stromanteil; 1 TWh/a = 3,6 PJ/a).

Der Umbau der Wärmeversorgung ist mit einer deutlichen Reduktion von Einzelheizungen verknüpft. Zwar nehmen Wärmepumpen erheblich zu, trotzdem geht der Anteil von Einzelheizungen (derzeit rund 80%) deutlich zurück, da alle fossilen Einzelversorgungen längerfristig abgelöst werden müssen. EE-Wärme (Biomasse, Solarthermie, Geothermie, längerfristig auch EE-Wasserstoff via KWK und HT-Wärme) wird derzeit zu knapp 25% mittels Netze bereitgestellt, in den Klimaschutzszenarien steigt dieser Anteil auf rund 50%. Ein weiterer Ausbau von Nahwärmenetzen in dafür geeigneten Siedlungsquartieren und eine Ertüchtigung bestehender Fern- und Nahwärmeversorgungen ist insbesondere für die intensive Nutzung von EE-Wärme von herausragender Bedeutung. In der Gesamtbilanz steigt die über Netze verteilte Wärmemenge (einschließlich industrieller Prozesswärme) von derzeit 12% auf rund 40% in 2050. Betrachtet man nur die Raumwärme, werden die notwendigen Strukturveränderungen noch deutlicher. Derzeit werden knapp 20% der Raumwärme als Fern- oder Nahwärme über Netze verteilt. Im Szenario KLIMA-19 OPT steigt dieser Anteil bis zur Jahrhundertmitte auf 60%. Für Raumheizung und Warmwasser wird EE-Gas (Wasserstoff) ausschließlich mittels effizienter KWK-Anlagen und Wärmenetzen bereitgestellt. Eine Direktversorgung einzelner Gebäude über eine Gasfeinverteilung für Heizzwecke ist aus energetischer und aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll. Nur größere industrielle Verbraucher nutzen EE-Wasserstoff für Industrieprozesse (z.B. Stahlherstellung) und für die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme auch direkt als Brenngas. Ein gezielter Rückbau

der Gas-Feinverteilung und eine Anpassung von Transportleitungen und Gasspeichern müssen daher auch Teil einer umfassenden Wärmestrategie sein.

In der abgestimmten Kombination der genannten Maßnahmen gelingt es im Szenario KLIMA-19 OPT die gegenwärtigen THG-Emissionen des Wärmesektors von 271 Mio. t CO_{2äq}/a bis 2030 mit 113 Mio. t CO_{2äq}/a (Tabelle 3) um 60% zu reduzieren und bis 2050 auf praktisch Null (Szenariowert = 6 Mio. t CO_{2äq}/a) zu bringen. Nur mit dieser sehr weitgehenden Umstrukturierung, die wegen der langen Umsetzungszeiten im Gebäudesektor sehr rasch begonnen werden muss, kann der Wärmesektor seinen angemessenen Beitrag zur Erreichung des Pariser Klimaschutzziels leisten. Die Ausrufung des „Klimanotstands“ in Kommunen (Beispiel Konstanz vom 3. Mai 2019), zeigt beispielhaft, dass kommunale Entscheidungsträger das Problem längst erkannt haben, die Bundesregierung es aber bisher versäumt hat, die notwendigen Rahmenbedingungen dafür zu schaffen (insbesondere steuerliche Absetzbarkeit von energetischen Gebäudesanierungen und eine CO₂-Bepreisung von Brennstoffen).

5. Hypothek der Vergangenheit: Die schwierige Umstrukturierung des Verkehrssektors

Der Endenergieverbrauch des **Verkehrs** stieg im letzten Jahrzehnt stetig und lag im Jahr 2016 um 5% über dem Niveau des Bezugsjahres 2008 (= 2571 PJ/a). Seit 2017 sinkt er leicht, der Verbrauch des Jahres 2018 liegt wieder beim Niveau des Jahres 2008 (**Tabelle 7**). Ursprünglich war im Energiekonzept der Bundesregierung für das Jahr 2020 eine Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs um 10% gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2008 angestrebt worden. Der Verkehr war in erheblichem Ausmaß mitverantwortlich für die langjährigen Stagnation der THG-Emissionen Deutschlands. Mit 170 Mio. t CO_{2äq}/a trägt der Kraftstoffverbrauch derzeit 22% dazu bei (Tabelle 3), 95% davon (161 Mio. t CO_{2äq}/a) stammen aus dem eigentlichen Verkehrssektor. Seit 1990 sind diese Emissionen nicht gesunken, zwischenzeitlich (2000) lagen sie sogar bei 190 Mio. t CO_{2äq}/a. Eine rasche Umkehr dieses Trends ist auf Grund der jahrelangen politischen Untätigkeit, der verfestigten Strukturen, den über Jahrzehnte gewachsenen Abhängigkeiten von einer stets wachsenden PKW-Individualmobilität bei zusätzlich wachsender Fahrzeuggröße und Motorstärke sowie dem gleichzeitig zunehmenden Güteraufkommen in diesem Sektor nicht zu erreichen.

Der EE-Anteil am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrs (derzeit 5%) ist seit 2008 wegen des Rückgangs der Biokraftstoffe rückläufig; Elektromobilität spielt noch keine Rolle. Das ursprüngliche Effizienzziel im Verkehr für das Jahr 2020 (-10% Minderung ggü. 2008) wird weit verfehlt. Für das Szenario TREND-19 ist bereits die Stagnation des Verbrauchs auf dem heutigen Niveau bzw. die Fortsetzung des derzeit leichten Rückgangs als Fortschritt zu bezeichnen (**Tabelle 7; oben**), da derzeit keine Maßnahmen erkennbar sind, die die gegenwärtigen Wachstumstendenzen (insbesondere Wachstum Güterverkehr, weitere Zunahme SUV bzw. leistungsstarke PKW) umkehren könnten.

Unter Trendbedingungen wird sich bei dem erwarteten Verkehrsaufkommen auch längerfristig bestenfalls eine geringe Verbrauchabsenkung einstellen, da technische Fortschritte weiterhin durch aufwändigere und damit schwerere Fahrzeugkonzepte kompensiert werden (**Szenario TREND-19; Tabelle 7; Abbildung 10 links**). Auch im Güterverkehr werden sich die Wachstums-

Tabelle 7: Energieverbrauch im Verkehr, zukünftige Beiträge von Strom und erneuerbaren Energien sowie resultierende Treibhausgasemissionen

Werte in PJ/a	2008	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
TREND-19								
Endenergieverbrauch,	2571	2583	2562	2553	2494	2359	2201	2026
Veränderung ggü. 2008 (%)		+ 0,5	-0,4	-0,7	-3,0	-8,2	-14,4	-21,2
Stromeinsatz im Verkehr	47	43	49	62	93	125	170	238
Biokraftstoffe	128	114	115	120	130	150	160	160
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	9	41	144	195
Anteil Erneuerbare Energien (%) ¹⁾	5,2	5,0	5,3	6,1	8,3	12,5	20,7	28,4
THG-Emissionen, Mio. t CO _{2äq} /a ²⁾	167	170	164	161	156	140	120	100
KLIMA-19 PLAN								
Endenergieverbrauch	2571	2583	2560	2496	2341	2030	1806	1702
Veränderung ggü. 2008 (%)		+ 0,5	-0,4	-3,0	-9,0	-21,0	-29,8	-33,8
Stromeinsatz im Verkehr	47	43	48	78	147	266	316	333
Biokraftstoffe	128	114	117	125	150	170	180	180
EE-Wasserstoff	0	0	0	18	48	216	345	383
Anteil Erneuerbare Energien (%) ¹⁾	5,2	5,0	5,4	8,0	14,0	31,7	46,3	52,5
THG-Emissionen, Mio. t CO _{2äq} /a ²⁾	167	170	164	156	136	93	65	55
KLIMA-19 OPT								
Endenergieverbrauch	2571	2583	2509	2330	2048	1636	1328	1121
Veränderung ggü. 2008 (%)		+ 0,5	-2,4	-9,4	-20,3	-36,4	-48,3	-56,4
Stromeinsatz im Verkehr	47	43	53	95	193	310	350	351
Biokraftstoffe	128	114	118	130	150	170	180	180
EE-Wasserstoff	0	0	0	18	55	259	459	474
Anteil Erneuerbare Energien (%) ¹⁾	5,2	5,0	5,8	9,7	18,9	45,0	74,4	89,7
THG-Emissionen, Mio. t CO _{2äq} /a ²⁾	167	170	160	143	112	60	21	6

1) einschließlich Strom;

2) ohne THG-Emissionen des Stromanteil; einschließlich THG-Emissionen des Kraftstoffverbrauchs in der Landwirtschaft und im bauwirtschaftlichen Verkehr

tendenzen mit nur geringfügig gebremster Geschwindigkeit fortsetzen. Als Folge davon würde eine stetige Fortsetzung der Trendentwicklung zu einem Energieverbrauch bis 2050 führen, der nur um 14% gesunken ist. Der Anteil von Elektrofahrzeugen am PKW-Bestand könnte bestenfalls 20% erreichen, der EE-Anteil läge bei insgesamt nur maximal 21%. Die daraus resultierenden THG-Emissionen in Höhe von 120 Mio. t CO_{2äq}/a wären eine eindeutige Bankrotterklärung in Sachen Klimaschutz. Selbst bei einer sehr aktiven Klimaschutzstrategie im Verkehr, wie sie im Szenario **KLIMA-19 OPT (Tabelle 7, unten; Abb. 10, rechts)** vorausgesetzt wird, können angesichts der derzeit geringen Bereitschaft, das Anreiz- und Regelsystem des Verkehrs grundsätzlich zu ändern, kurzfristig nur geringfügige Erfolge erwartet werden. Deutliche Strukturveränderungen und damit die Reduktion des Energieverbrauchs und die Wirkung neuer Antriebstechniken werden günstigstenfalls ab dem Jahr 2025 ihre Wirkung entfalten können.

Die Möglichkeiten der Minderung von CO₂-Emissionen im Verkehr sind prinzipiell groß, wenn die technischen Potenziale einer weiteren Effizienzsteigerung, neuer Antriebstechnologien und klimaneutraler Kraftstoffe verknüpft werden mit der Entwicklung klimaverträglicherer Mobilitätskonzepte. Vorrangig sind in erster Linie eine Begrenzung und eine allmähliche Reduzierung des motorisierten Individualverkehrs, der für rund 70% der verkehrsbedingten THG-Emissionen verantwortlich ist. Alle diskutierten technischen Maßnahmen (insbesondere neue Antriebskonzepte, wie Elektromobilität, Brennstoffzellen und alternative Kraftstoffe) können erst längerfristig Wirkung zeigen. Sie allein beheben zudem das Problem der „Überfüllung“ des öffentlichen Raums nicht. Parallel dazu müssen insbesondere für städtische Gebiete neue Mobilitätskonzepte entwickelt

werden, die bei gleicher (oder besserer) Mobilität mit weniger Individualfahrzeugen auskommen. Teil der „Vorbereitung“ solcher Konzepte ist die Abschaffung besonderer Privilegien für den motorisierten Individualverkehr, wie die steuerlichen Vergünstigungen für Dienstwagen, die Angleichung der Steuer auf Diesel auf Benzinniveau, Zurückdrängung des motorisierten Individualverkehrs in Stadtzentren zu Gunsten öffentlicher Verkehrsmittel und Fahrrädern, attraktive Tarifangebote für „Umsteiger“, Einführung von City-Maut-Zonen und Parkraumverknappung in Stadtzentren, Ausweitung von Car-Sharing-Angeboten sowie eine allgemeinen Tempolimit auch auf Autobahnen. Damit würden die notwendigen Strukturveränderungen zur Verlagerung des motorisierten Individualverkehrs auf andere Verkehrsträger und zur Vermeidung überflüssigen Verkehrs wirksam eingeleitet. Diese Maßnahmen begünstigen auch ein „Downsizing“ der PKW-Flotte mit Abkehr von schweren und großräumigen SUV.

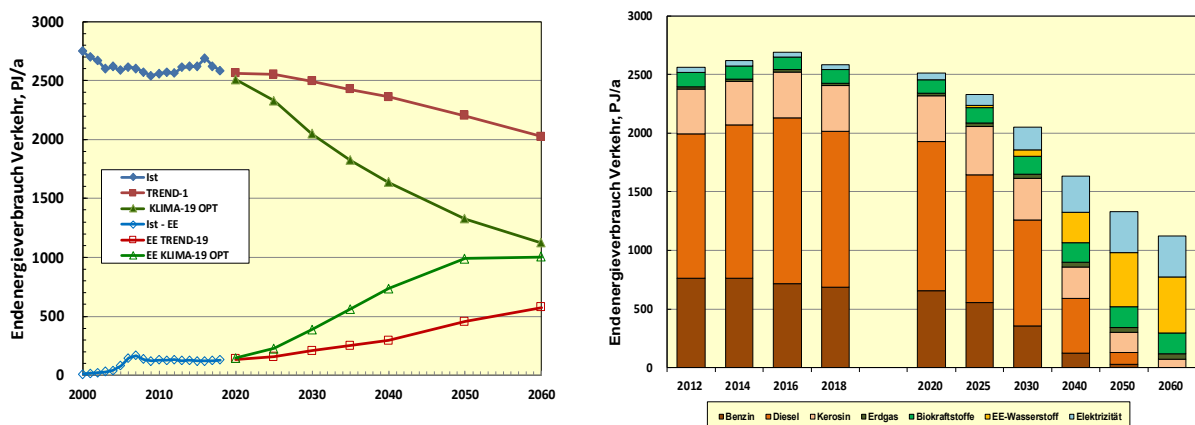


Abbildung 10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und des EE-Beitrags im Verkehr in den Szenarien TREND-19 und KLIMA-19 OPT (links) und Struktur des Energieverbrauchs (Szenario KLIMA-19 OPT; rechts) beim notwendigen Klimaschutzbeitrag des Verkehrssektors

Im Güterverkehr ist eine deutliche Verlagerung von Güterverkehr auf die Schiene unverzichtbar und längst überfällig. Vorrangig ist die Vollelektrifizierung aller Bahnstrecken (derzeit sind nur 60% elektrifiziert) vorzunehmen, stillgelegte Bahnstrecken sind auf ihre Wiederaktivierung zu prüfen und das Schienennetz ist insgesamt auszubauen. Die stetigen Wachstumstendenzen im Flugverkehr können durch eine spürbare Besteuerung von Flugtreibstoffen gebremst werden. Nur im Rahmen einer derartigen „Gesamtstrategie“ kann – wie im Szenario KLIMA-19 OPT beschrieben - der Energieverbrauch im Verkehr bis 2030 ggü. dem Bezugswert 2008 um -20% sinken, der EE-Anteil beträgt dann 19% (Tabelle 7 unten).

Bis ca. 2025 stammt der wesentliche EE-Beitrag im Verkehr mit 5,2% noch von Biokraftstoffen. Er steigt bis 2050 noch auf 13% (180 PJ/a) und dient dann fast ausschließlich als Flugtreibstoff. Am Verkehr des Jahres 2030 ist Strom bereits mit 25% an der Verkehrsleistung des Individualverkehrs und zu 10% an der des Güterverkehrs beteiligt. In der Kombination von Effizienzsteigerung und Umstrukturierung der Mobilitätsstrukturen lassen sich bis 2030 die THG-Emissionen bei Kraftstoffverbrauch auf 111 Mio. t CO_{2äq}/a senken (für den eigentlichen Sektor Verkehr sind es 106 Mio. t CO_{2äq}/a). Im Szenario KLIMA-19 OPT gewinnt EE-Strom ab 2030 erheblich an Bedeutung und deckt in 2050 mit 350 PJ/a (= 97 TWh/a) rund 26% des Gesamtverbrauchs. Bis 2050 werden 68% der Verkehrsleistungen des Individualverkehrs und 28% des Güterverkehrs elektrisch abgewickelt. Zum letzteren gehört auch der steigende Anteil der Bahn am Güterver-

kehr und die Vollelektrifizierung aller Bahnstrecken. Zur vollständigen Ablösung fossiler Kraftstoffe wird im Szenario ab 2030 auch EE-Wasserstoff (Brennstoffzellen) eingesetzt. Er trägt im Jahr 2050 mit 45% zur Bedarfsdeckung bei (Abbildung 9, rechts). In 2050 werden im Verkehr insgesamt 75% der Energienachfrage durch EE gedeckt wird. Mit THG-Emissionen von nur noch 21 Mio. t CO₂/a (die überwiegend aus dem Flugverkehr stammen), ist damit auch der Verkehrssektor in 2050 weitgehend emissionsfrei.

Mit der hinter dem Szenario KLIMA-19 OPT stehenden Strategie lassen sich die THG-Emissionen des Verkehrs bis 2030 ggü. 1990 um -26% reduzieren. Die obigen Ausführungen zeigen, dass eine Reduktion in dieser Höhe bereits eine sehr ehrgeizige Zielsetzung ist. Im Szenario KLIMA-19 PLAN, welches das Reduktionsziel 2030 der Bundesregierung nachbildet, erfolgt lediglich eine Reduktion um -20% auf 136 Mio. t CO_{2äq}/a (Verkehr allein = 129 Mio. t CO_{2äq}/a). Im Entwurf zum KSG wird dagegen für 2030 eine Reduktion um -40% (!) auf 95 Mio. t CO_{2äq}/a vorgeschlagen (vgl. Tabelle 3). Dieses Teilziel ist angesichts einer bisher weitgehenden Untätigkeit der Politik in der Verkehrspolitik, der massiven Lobbyeinflüsse und der immer noch sehr starken Affinität der meisten Bürger zu „ihrem“ Auto, als höchst unrealistisch zu betrachten. Wie im Szenario KLIMA-19 PLAN gezeigt, kann das Mindestziel einer 55%igen THG-Reduzierung bis 2030 aber durch verstärkte Anstrengungen bei der Strombereitstellung und beim Energieeinsatz in der Industrie erreicht werden (vgl. Tabelle 3).

Die Analysen zur zukünftigen Entwicklung des Verkehrssektors zeigen, dass die Erfolgsaussichten, dessen Teilziele im Energiekonzept der Bundesregierung zu erreichen, aus heutiger Sicht besonders gering sind. Die Fortführung der traditionellen, hinsichtlich Klimaschutz praktisch unwirksamen und teilweise sogar kontraproduktiven Verkehrspolitik ist nicht mit dem von der Bundesregierung selbst gesetzten Ziel für 2030 (Reduktion um -40%) erst recht nicht mit dem viel ehrgeizigeren Klimaschutzziel 2050 vereinbar. Die bisher ergriffenen, überwiegend technisch orientierten Maßnahmen (effizientere Antriebe; Förderung von Elektromobilität; (begrenzte) Einführung von Biokraftstoffen) reichen kurz- bis mittelfristig nicht aus, den vom Verkehr zu erbringenden Beitrag zum Klimaschutz zu gewährleisten.

Unverzichtbar für die notwendige Umstrukturierung des Verkehrs ist insbesondere eine steuerliche Gleichbehandlung aller Kraftstoffe einschließlich der Flugtreibstoffe mit einer zusätzlichen Klimaschutzkomponente. Dabei empfiehlt sich eine Unterscheidung in eine „Verkehrsinfrastruktursteuer“ und eine zusätzliche „Klimaabgabe“. Erstere entspricht der heutigen Kraftstoffsteuer und dient wie diese der Finanzierung der Verkehrsinfrastruktur und der Abdeckung der durch den Verkehr verursachten lokalen Belastungen (vergleichbar den Netzentgelten im Stromsektor, die der Finanzierung und Unterhaltung der Stromnetze dienen). Sie kann entweder wie bisher über den Kraftstoffverbrauch und die Fahrzeugbesteuerung oder auch vollständig durch eine umfassende Maut erhoben werden und ist unabhängig von der Art des Antriebs oder Kraftstoffs. Eine zusätzliche „Klimaabgabe“ aus einer CO₂-Bepreisung sämtlicher fossiler Energieträger würde zusätzliche Anreize zur Vermeidung fossiler Kraftstoffe schaffen.

Die Herausforderungen an eine „neue“, klimagerechte Verkehrspolitik sind wegen der hohen wirtschaftlichen Bedeutung der derzeitigen, „traditionellen“ Automobilindustrie besonders hoch. Notwendig ist hier eine Politik des „langen Atems“ und eine sehr große Bereitschaft bei allen Akteuren in Politik und Wirtschaft und bei allen Verkehrsteilnehmern, sich zukünftig „klimagerechter“ fortzubewegen, sowie eine aktive und konstruktive Mitwirkung der gesamten Automobilwirtschaft (und ihrer Lobbyverbände) bei dem notwendigen und durchgreifenden Strukturwandel.

6. Deutliche Veränderungen in der Landwirtschaft sind erforderlich

Landwirtschaft und Abfallwirtschaft (einschl. Sonstiges) sind für rund 10% der THG-Emissionen Deutschlands verantwortlich (Tabelle 3). Nahezu ausschließlich sind dies die Treibhausgase Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O), CO₂ ist nur zu sehr geringen Anteilen beteiligt. Auch diese Bereiche müssen deutliche Beiträge zur THG-Reduktion beitragen. Laut KSG-Vorschlag bzw. Szenario KLIMA-19 PLAN soll bis 2030 eine Reduktion um -25% auf 63 Mio. t CO₂äq/a erfolgen (Tabelle 3), folgerichtiger im Sinne des Pariser Klimaziel wäre eine Reduktion um -40%, wie sie im Szenario KLIMA-19 OPT vorgeschlagen wird, um auch in diesem Bereich bis 2050 Klimaneutralität erreichen zu können (Tabelle 3)

Diese Zielsetzung kann nur durch ein Gesamtbündel zahlreicher Maßnahmen erreicht werden. Hervorzuheben sind restriktivere Regeln für die Gülleausbringung und die verstärkte Vergärung von Grünabfällen, Erhalt bzw. Ausweitung von Dauergrünland und Feuchtgebieten, Vermeidung von Überdüngung, die Steigerung der CO₂-Speicherfunktion des Waldes (nachhaltige Bewirtschaftung), Erhalt und ggf. Ausweitung von Mooren als sehr effektive CO₂-Speicher, sowie eine verbesserte Wertstoffeffassung mit deutlicher Erhöhung von Recyclingquoten. Unbedingt erforderlich ist auch eine deutliche Reduktion der Massentierhaltung bzw. der Fleischproduktion (u.a. kein Export von Fleisch und Fleischprodukten) und die Änderung der EU-Agrarpolitik hin zur stärkeren Förderung umweltschonender und naturerhaltender Bewirtschaftungsformen (Ausweitung der „Biolandwirtschaft“). Die mit obigen Maßnahmen verbundene Erhöhung der Preise für Lebensmittel, insbesondere von Fleisch und Fleischprodukten, setzt zugleich die richtigen Signale für einen bewussteren Konsum von Lebensmittel, u.a. auch zu einer Verringerung des Fleischkonsums und zur Verringerung der Menge ungenutzter bzw. „entsorgter“ Lebensmittel. Erfolgreiche Schritte in dieser Richtung würden auch von großem Nutzen sei, die wachsende Bedrohung der globalen Artenvielfalt zu verringern.¹⁴

7. Wirksamer Klimaschutz muss heute beginnen - es ist keine Zeit mehr zu verlieren

In **Tabelle 8** sind die Eckdaten der heutigen und zukünftig angestrebten THG- Emissionen nach Bereichen und Nutzungssektoren zusammenfassend dargestellt. Gegenüber 1990 konnten die THG-Emissionen bis 2018 um knapp 31% reduziert werden. Deutliche Reduktionen mit -46% wurden im Gebäudesektor erreicht, auch in der Abfallwirtschaft konnten erhebliche Erfolge verzeichnet werden. Im Durchschnitt lagen die Reduktionen in der Energiewirtschaft und der Industrie. Die Landwirtschaft erreichte dagegen nur eine Reduktion um 22%, im Verkehr blieben THG-Reduktionen völlig aus. Das ursprüngliche Ziel für 2020 mit einer 40%igen Reduktion wird deutlich verfehlt.

Für 2030 (vgl. auch Tabelle 3) sind die Ergebnisse der Szenarien den Vorschlägen im Referentenentwurf des KSG vom 20.2.2019 gegenübergestellt. Für das - aus Klimaschutzsicht unzulängliche - Ziel 2030 einer Minderung um 55% ggü. 1990 wird auf der Basis des Szenarios **KLIMA-19 PLAN** eine geänderte Aufteilung der Unterziele vorgeschlagen.

¹⁴ IPBES 2018: Biodiversity and ecosystem services for Europe and Central Asia – Summary for policymakers. IPBES secretariat, Bonn, Germany, 48 pages

Tabelle 8: Treibhausgasemissionen (in Mio. t CO_{2äq}/a) in den Szenarien KLIMA-19 PLAN und OPT; Vergleich in 2030 mit den Zielen des KSG, (Unterteilung nach Kategorien gemäß Klimaschutzkonvention bzw. Klimaschutzplan 2050) und nach Nutzungssektoren

	1990	2018	2030			2050	
			KSG*)	PLAN	OPT	PLAN	OPT
Energiewirtschaft ¹⁾	466	311	175	157	110	45	15
Industrie ²⁾	285	197	140	122	88	63	9
Gebäude ³⁾	210	117	70	74	49	44	1
Verkehr	163	161	95	129	106	62	20
Landwirtschaft ⁴⁾	90	70	58	57	43	26	1
Abfallwirtschaft.; sonstige	38	10	5	4	4	1	0
THG-Emissionen	1252	866	543	543	400	241	46
Redukt, ggü. 1990 (%)		-30,8	-56,5	-56,5	-68,0	-80,8	-96,3
Untergliederung nach Nutzungssektoren:							
Stromerzeugung ⁵⁾	405	290	(162)	147	96	43	12
Wärmeerzeugung ⁶⁾	465	271	(181)	161	113	80	7
Kraftstoffverbrauch ⁷⁾	170	170	(100)	136	111	65	21
Land- und Abfallwirtschaft, restliche THG	145	85	(63)	64	50	29	2
industrielle prozessbedingte Emissionen	67	50	(37)	35	30	24	4

¹⁾ Öffentliche KW; HKW und BHKW, Strom und Wärme; Heizwerke, Raffinerien, Pipelines

²⁾ Industrie KW; HKW und BHKW, Strom und Wärme; Prozesswärme; industrielle Prozesse, bauwirtsch. Verkehr

³⁾ Brennstoffe für Gebäude (Private Haushalte; Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD); ohne Fernwärme

⁴⁾ einschl. landwirtschaftlichen Brennstoff- und Kraftstoffverbrauch

⁵⁾ öffentliche und industrielle KW, HKW, BHKW (ohne Wärmeanteil; einschl. übriger THG der Energiewirtschaft)

⁶⁾ Gebäude; industrielle und landwirtschaftliche Prozesswärme; Fern- und Nahwärme aus KWK und Heizwerken

⁷⁾ Verkehr einschl. bauwirtschaftlicher und landwirtschaftlicher Kraftstoffverbrauch; Pipelines

^{*)} Referentenentwurf des Klimaschutzgesetzes vom 20. 2. 2019

() abgeleitete Werte

In der Energiewirtschaft und der Industrie sind bis zu diesem Zeitraum rascher mobilisierbare Potenziale vorhanden als im Verkehr. Im KSG-Entwurf wird für den 12-jährigen Zeitraum bis 2030 von einer unrealistisch hohen THG-Minderung von -40% im Verkehr ausgegangen, obwohl dort in den letzten 28 Jahren keine Reduktion erfolgt ist. Die Erreichung des von der Bundesregierung bis 2030 angestrebten Reduktionsziel von -55% gewährleistet auch **keinen ausreichenden Klimaschutz**, da mit diesem Reduktionspfad zwischen 2016 und 2030 eine kumulierte THG-Menge von 11 Gt CO_{2äq} erreicht wird und damit das für Deutschland zur Einhaltung des 1,5°-Ziels noch „zulässige“ Gesamtbudget an Treibhausgasen von maximal 9 Gt CO_{2äq} bereits überschritten ist.

Um überhaupt eine realistische Chance zu haben, bis 2050 das Pariser Klimaschutzziel eines Anstiegs der mittleren Erdtemperatur von 1,5° einzuhalten, ist bereits heute der im Szenario **KLIMA-19 OPT** eingeschlagene Pfad einzuschlagen. In der Stromerzeugung und im Wärmesektor (Gebäude und Industrie) können bis 2030 die bedeutendsten THG-Minderungen erbracht werden; Verkehr und Landwirtschaft müssen bis zu diesem Zeitpunkt auf jeden Fall eine derart starke Reduktionsdynamik entwickeln, dass danach sehr rasch weitere beträchtliche THG-Reduktionen möglich sind. Unter den Bedingungen des Szenarios KLIMA-19 OPT kann so bis 2050 eine 96%ige Reduktion der Treibhausgase erreicht werden (Tabelle 8; **Abbildung 11**). Nennenswerte Emissionen entstehen hier nur noch im Verkehr und bei industriellen Prozessen.

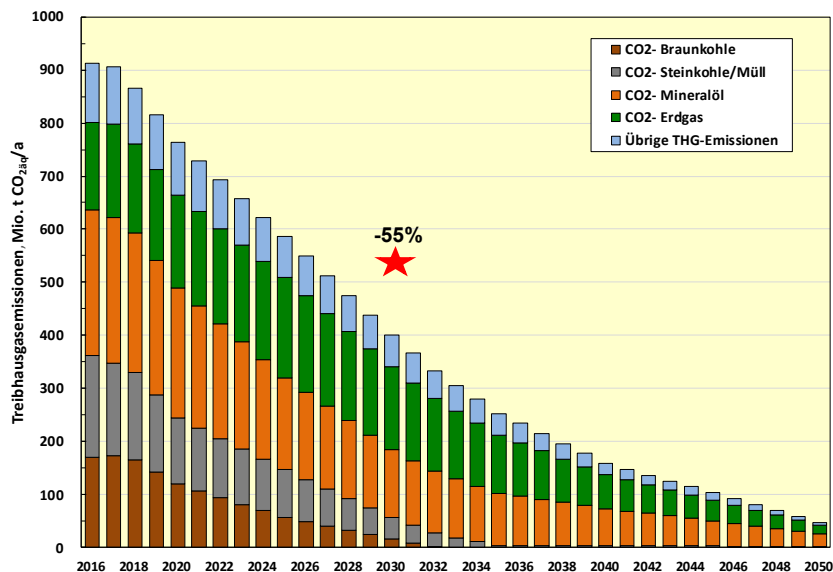


Abbildung 11: THG-Emissionen der fossilen Energieträger (CO₂) und der übrigen Treibhausgase im Szenario KLIMA-19 OPT (kumulierte THG-Menge 2016 -2050 = 13,4 Gt CO₂äq); zum Vergleich das offizielle Klimaschutzziel (-55% bis 2030) der Bundesregierung.

Dieser Pfad führt zu einer THG-Reduktion in 2030 von -68% mit einer bis dahin kumulierten THG-Menge von 9,5 Gt CO₂äq. Damit bleibt die Option offen, die weiteren THG-Emissionen nach 2030 so rasch zu reduzieren (z.B. bis 2040), dass man das zur Einhaltung des 1,5°-Ziel noch zulässige THG-Budget nur in noch tolerierbarem Maß überschreitet oder mit weiteren technologischen und strukturellen Maßnahmen sogar einhalten kann. Gelingt es z.B. die im Szenario KLIMA-19 OPT zwischen 2020 und 2030 berechnete jährliche THG-Reduktion von 38 Mio. t CO₂äq/a auch danach aufrecht zu erhalten – trotz der sich bei sich verringernden Reduktionspotentialen wachsenden technologischen und strukturellen Herausforderungen – könnten die THG-Emissionen bis 2042 auf Null gebracht werden. Die bis dahin ab 2016 kumulierte THG-Menge beliefe sich auf 11,5 Gt CO₂äq. Um rein rechnerisch das noch zulässige Gesamtbudget von 9 Gt CO₂ä nicht zu überschreiten, wäre eine vollständige Dekarbonisierung bis zum Jahr 2036 erforderlich. Es ist also keine Zeit zu verlieren, mit einer wirksamen Klimaschutzstrategie endlich zu beginnen!

8. „Klimaschutz spart Geld“: Eine vollständige Dekarbonisierung der Energieversorgung ist aus volkswirtschaftlicher Sicht eine sehr lohnenswerte Strategie.

„Wir sorgen durch Nichthandeln dafür, dass die Disruptionen des ökologischen Kollapses unsere Leben mehr einschränken werden, als es jegliche Umweltauflage vermag.“

Luisa Neubauer; „Fridays for Future“; DIE ZEIT; 9. Mai 2019

Die deutschen Energieverbraucher gaben im Jahr 2018 knapp 230 Mrd. €/a für Strom, Brennstoffe und Kraftstoffe aus. Die höchsten Ausgaben haben die Privaten Haushalte mit 112 Mrd. €/a, für Kraftstoffe geben sie mit 46 Mrd. €/a am meisten aus, am wenigsten für „Wärme“ (Raumheizung und Warmwasser) mit 28 Mrd. €/a (**Abbildung 12**). Es folgt der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) mit 62 Mrd. €/a und die Industrie mit 49 Mrd. €/a. Der „übrige“ Verkehr (der Kraftstoffverbrauch für PKW und LKW ist auf die übrigen Verbrauchssektoren umgelegt¹⁵) hat mit

¹⁵ Angaben zu Privaten Haushalte aus BMWI (2018): „Zahlen und Fakten – Energiedaten“ Berlin, 22. 1. 2018; für GHD und Industrie eigene Berechnungen auf der Basis branchenspezifischer Kenndaten.

6 Mrd. €/a verhältnismäßig geringe Ausgaben für Energie. Fasst man die Ausgaben nach Energiearten zusammen, so gaben die Verbraucher für Strom in 2018 insgesamt 88 Mrd. €/a und für Kraftstoffe 94 Mrd. €/a aus. Die Brennstoffausgaben sind mit 47 Mrd. €/a deutlich geringer, was an den relativ geringen Preise für Heizöl und Erdgas liegt.

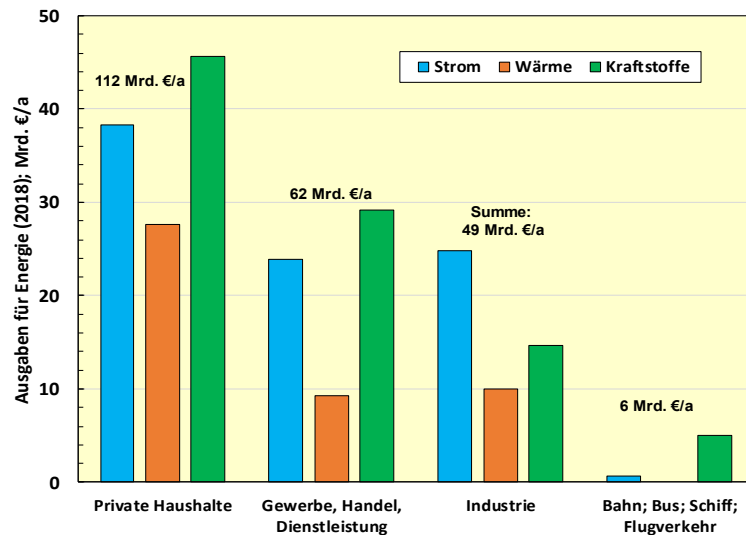


Abbildung 12: Gesamtausgaben der Energieverbraucher in Deutschland 2018 nach Sektoren und Energiearten (Kraftstoffverbrauch für PKW und LKW umgelegt auf übrige Verbraucher)

Auf Beschaffung und Verteilung entfällt mit 133 Mrd. €/a (58%) der größte Anteil. Mit 71 Mrd. €/a (31%) sind aber auch Energiesteuern und Umlagen erheblich. Weitere 25 Mrd. €/a (11%) entfallen auf die Mehrwertsteuer. Ein großer Anteil der Beschaffungs- und Verteilungskosten sind **die Importkosten für fossile Energieträger mit 60 Mrd. €/a in 2018**; im Jahr 2012 lagen sie mit 100 Mrd. €/a noch weitaus höher. Den übrigen Teil dieser Ausgaben stellen Kapitaldienst und die Kosten für Betrieb und Wartung der vorhandenen Energieanlagen, Versorgungsnetze und andere Infrastrukturen für die Energieversorgung und anteilig für den Verkehr dar. So beliefen sich z. B. die Jahreskosten aller EE-Anlagen auf rund 35 Mrd. €/a.

Die stetige und stabile Bereitstellung ausreichender Energiemengen ist also mit erheblichen Aufwendungen verbunden, die sich für hochentwickelte Volkswirtschaften wie Deutschland auf **5 bis 7% des BIP** belaufen. Bei der notwendigen „Dekarbonisierung“ der Energieversorgung wird sich dieser Prozentsatz nicht grundsätzlich ändern. Einhergehend mit dem Umbau findet jedoch eine stetige Verschiebung von den verbrauchsgebundenen Ausgaben für fossile Energieträger zu Kapitaldienst, Wartung und Betrieb von EE-Anlagen und von verstärkten Effizienzmaßnahmen und -technologien in allen Sektoren statt. Damit findet einerseits eine Entkopplung von den -meist sehr schwankenden - Rohstoffpreisen für fossile Energien statt, andererseits wachsen die notwendigen „Vorleistungen“ für Investitionen in emissionsfreie Energietechnologien, deren „Erträge“ sich erst im Laufe ihrer Nutzungsdauer einstellen.

Die für die Energiewende notwendigen Investitionen und die resultierenden volkswirtschaftlichen Mehrkosten gegenüber einem Zustand ohne verstärkten Klimaschutz lassen sich mittels Szenarien ermitteln, in denen die Klimaschutzziele abgebildet und die daraus notwendigen Umstrukt-

rierungsschritte abgeleitet werden. In jüngerer Zeit ist die Ermittlung dieser Werte in zwei Untersuchungen erfolgt¹⁶. In BDI 2017 sind für drei Szenarien REF (THG-Reduktion bis 2050: -61%), Zielszenario I (-80%) und Zielszenario II (-95%) die betreffenden Werte sehr detailliert ermittelt und worden. In BaWü 2017 sind entsprechende Abschätzungen für ein Bundesland erfolgt. Die Szenarien REF, BDI-80 und BDI-95 nach BDI 2017 entsprechen in der Zielsetzung und im Verlauf der Umstrukturierungen zu großen Teilen den hier beschriebenen Szenarien TREND-19 und KLIMA-19 PLAN und KLIMA-19 OPT. Gemessen an der insgesamt kumulierten THG-Menge zwischen 2017 und 2050 entspricht REF dem Szenario TREND, während die Szenarien KLIMA-19 PLAN und OPT etwas mehr THG- Emissionen vermeiden als die beiden Zielszenarien in BDI 2017. Die Ergebnisse aus den BDI 2017-Szenarien wurden daher verwendet, um die Investitionsvolumina in den Bereichen Effizienzsteigerung, Verkehrsinfrastrukturen und Netze für die Szenarien TREND-19 (THG-Reduktion bis 2050: - 59%), KLIMA-19 PLAN (-81%) und KLIMA-19 OPT (-96%) abzuleiten. Für die Investitionen in EE-Anlagen wurde auf eigene Berechnungen zurückgegriffen.

Die Resultate dieser Abschätzung zeigt **Abbildung 13**. Im Szenario TREND belaufen sich die kumulierten Mehrinvestitionen zwischen 2018 und 2050 auf 730 Mrd. €, davon 430 Mrd. € für EE-Anlagen und 300 Mrd.€ für Effizienztechnologien sowie den Ausbau von Netzen und Verkehrsinfrastrukturen. Für eine ehrgeizigere THG-Minderung gemäß Szenario KLIMA-19 PLAN sind mit kumulierte Mehrinvestitionen in Höhe von 1800 Mrd. € und für KLIMA-19 OPT von 2800 Mrd. € deutlich mehr Mittel aufzuwenden; davon beansprucht der Zubau (und spätere Ersatz) der EE-Anlagen Mehrinvestitionen von 700 bzw. 840 Mrd. € gegenüber dem Erhalt des jetzigen Zustandes.

Relativ große Beiträge erfordert der Ausbau von Strom- und Wärmenetzen und der Ausbau von „Power to Gas“-Infrastrukturen sowie der Aus- und Umbau der Verkehrsinfrastruktur (weitgehende Elektrifizierung; Ertüchtigung und Ausbau Schienennetz; Verstärkung ÖPNV u.a.) sowie eine vollständige energetische Sanierung des Gebäudebestands. Im Jahresdurchschnitt belaufen sich die notwendigen jährlichen Investitionen auf **54 Mrd. €/a (PLAN-19) bzw. 84 Mrd. €/a (OPT-19)**. Das sind zwar einerseits beträchtliche Beträge, sie bewegen sich andererseits aber in der Größenordnung der Ausgaben, die wir derzeit jährlich für den Import fossiler Energieträger ausgeben. Dies macht deutlich, dass unsere Volkswirtschaft mit dem notwendigen Umbau der Energieversorgung ökonomisch auf keinen Fall überfordert ist. Der Umbau stellt im Gegenteil eine **durchgreifende ökologische Modernisierung** und Anpassung der gesamten Energie- und Verkehrsinfrastrukturen dar und sichert damit überhaupt erst die **Zukunftsfähigkeit unserer Volkswirtschaft**.

¹⁶**BDI 2017**: „Klimapfade für Deutschland“. Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), erstellt von Boston Consulting Group (BCG) und Prognos AG, München, Basel Januar 2018. **BaWü 2017**: „Energie- und Klimaschutzziele 2030 für Baden-Württemberg.“ Studie im Auftrag des Umweltministeriums erstellt von Öko-Institut Freiburg, ZSW Stuttgart, Hamburg-Institut, IFEU Heidelberg, Fraunhofer-ISI Karlsruhe, J. Nitsch Stuttgart, September 2017

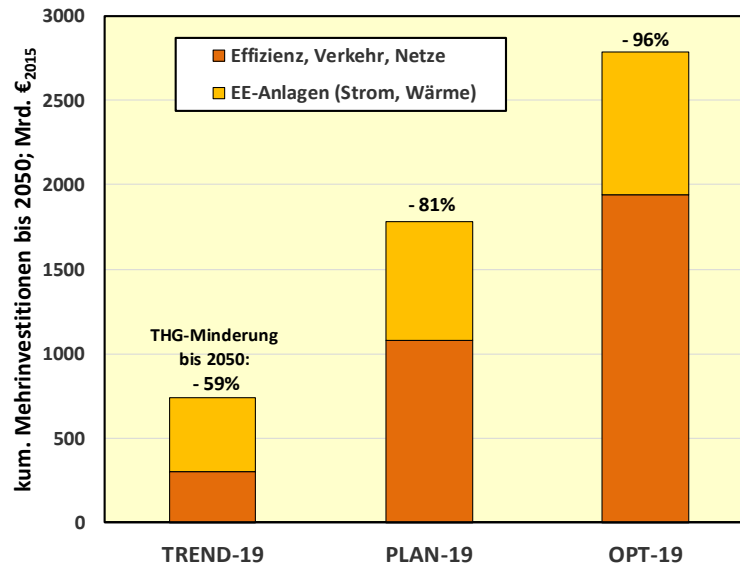


Abbildung 13: Kumulierte Mehrinvestitionen zwischen 2018 und 2050 in drei Szenarien, getrennt nach EE-Anlagen (eigene Berechnungen¹⁷) und Effizienztechnologien, Netze und Verkehr (modifiziert nach [BDI 2017]).

Die Höhe der Investitionen sagt noch nichts über die resultierenden Mehrkosten¹⁸. Dazu müssen die Gesamtkosten der Investitionsstrategien in den Szenarien mit denjenigen einer „Weiter-so“-Entwicklung verglichen werden. Ein geeigneter Indikator dafür sind die jeweiligen bis 2050 kumulierten volkswirtschaftlichen Mehrkosten. In den Szenarien steigen diese von 250 Mrd. € (TREND-19; THG-Reduktion bis 2050: -59%) auf rund 550 Mrd.€ (PLAN-19; -81%) und 1250 Mrd. € (OPT-19; -96%; **Abbildung 14**; jeweils rechte Balken). Die entsprechenden Jahresdurchschnittswerte lauten 7,4 Mrd. €/a (TREND-19), 16,2 Mrd. €/a (PLAN-19) und 36,8 Mrd. €/a (OPT-19). Selbst im Szenario KLIMA-19 OPT belaufen sich diese **Mehrkosten auf lediglich 1,2% des Bruttoinlandsprodukts Deutschland** (2018: 2970 Mrd. €_{2010/a}).

Mit steigenden Anforderungen an den Klimaschutz müssen zunehmend teurere Technologie- und Strukturoptionen in Anspruch genommen werden. Bei voller Einhaltung des noch zulässigen THG-Budgets für das 1,5° Ziels (ca. 9 Mrd. t_{CO2}) steigen daher die kumulierten volkswirtschaftlichen Mehrkosten näherungsweise in eine Größenordnung von 1700 Mrd. €. Andererseits stimulieren die steigenden Anforderungen auch weitere Innovationen in Energietechnologien, deren Potential heute noch nicht voll abgeschätzt werden kann. Dies schafft erhebliche neue wirtschaftliche Optionen und Kostensenkungsmöglichkeiten und begünstigt mit großer Sicherheit auch die Erschließung weiterer Exportmärkte und die Schaffung neuer, zukunftsfähiger Arbeitsplätze.

¹⁷ Die Berechnungen der Kosten der EE-Anlagen erfolgte mit einer weiterentwickelten Version des Programms „ARES“ (Ausbau regenerativer Energiesysteme), welches im Rahmen der „Leitstudien“ für das BMU in den Jahre 2004 bis 2012 eingesetzt wurde (siehe Fußnote 10)

¹⁸ Mehrkosten sind insbesondere die über die Lebensdauer annualisierten Anlageninvestitionen. In BDI 2017 wird dafür von einem volkswirtschaftlichen Realzins von 2 % ausgegangen. Hinzukommen die Betriebskosten der Anlagen (z.B. zusätzlicher Stromverbrauch; Anlagenwartung), abgezogen werden eingesparte Betriebskosten (z.B. Brennstoffkosten)

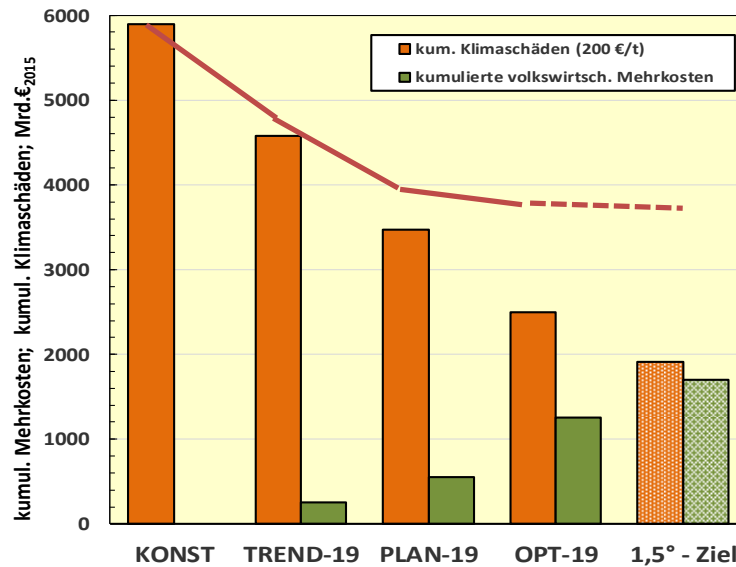


Abbildung 14: Kumulierte Klimaschäden (Mittelwert 200 €/t CO₂), kumulierten volkswirtschaftliche Mehrkosten des Klimaschutzes und aufsummierte Gesamtkosten (rote Linie) für verschiedene Szenarien.

Eigentlicher Zweck der Energiewende ist die **Abwendung der durch den Klimawandel jetzt und zukünftig eintretenden Schadenskosten** durch unseren gegenwärtigen Energieverbrauch. Diese Tatsache wird bei Diskussionen über die „Kosten“ der Energiewende oft unterschlagen, da diese Schadenskosten (noch) nicht unmittelbar anfallen bzw. spürbar werden und im Wirtschaftssystem praktisch nicht erfasst werden (mit Ausnahme des EU- Emissionshandels). Sie werden jedoch auch bei uns zusehends spürbar, etwa in Form von Ernteausfällen; Unwetter-schäden oder Kostensteigerungen beim Gütertransport auf Flüssen mit niedrigem Wasserstand. Solange diese Schadenskosten nicht den zu tätigen Aufwendungen zu ihrer Abwendung gegenübergestellt werden, liefern die **Energiepreise die falschen Preissignale** für Investoren und Energieverbraucher. Bisher wurde und wird nur unzulänglich in Klimaschutzmaßnahmen investiert und klimaschädliches Handeln wird nicht „bestraft“. Mittels staatlicher Maßnahmen (Förderung, Gesetze, Ordnungsrecht) muss daher die gewünschte Lenkungswirkung erzeugt und ständig nachjustiert werden, was sich zusehends als ineffektiv erweist und zu immer komplexeren Fördermechanismen führt. Obwohl im Energiesektor dieses „Marktversagen“ seit langem bekannt ist, wurde es bisher nicht ernsthaft korrigiert. Die wichtigste Korrekturmaßnahme besteht in der Überführung der Klimaschadenskosten fossiler Energieträger in die Energiepreise in Form einer direkten CO₂-Bepreisung und/oder einem wirksamen Handel mit Emissionszertifikaten.

Ein Maß für die anfallenden Schadenskosten dafür sind die in den Szenarien im Zeitverlauf noch anfallenden THG-Emissionen. Legt man spezifische Klimaschadenskosten von **200 €/tCO_{2äq}**, die einen Mittelwert der in einer aktuellen Studie des Umweltbundesamt¹⁹ ermittelten Bandbreite darstellen, für einen Vergleich zugrunde, erhält man die kumulierten Schadenskosten des bereits

¹⁹ In UBA (2018): „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten – Methodische Grundlagen und Datensätze“, Dessau 21. Nov. 2018 werden die derzeit auf auftretenden Schadenskosten des Klimawandels mit 180 €/tCO_{2äq} angegeben. Daraus resultierten allein für das Jahr 2018 Gesamtschadenskosten von **156 Mrd. €/a**. Die Schadenskosten steigen für 2030 auf 205 €/tCO_{2äq} und für 2050 auf 240 €/tCO_{2äq}. Für obige Berechnungen wurde ein Mittelwert von 200 €/t zugrunde gelegt.

wirkenden Klimawandels bis 2050 (**Abbildung 14**, jeweils linke Balken). Im Extremfall einer „Weiter-so“-Entwicklung (konstante Emissionen des Jahres 2018 bis 2050; kumuliert 29,5 Mrd. $t_{CO_2äq}$) entstünden kumulierte Schadenskosten von 5900 Mrd. €. Diese sinken proportional zum Ausmaß der bis 2050 vermiedenen THG-Emissionen in den Szenarien. Selbst bei Einhaltung des zur Erreichung des 1,5°-Ziel maximal noch zulässigen THG-Budget von rund 9 Mrd. $t_{CO_2äq}$ entstehen bis zur Null-Emission noch Schadenskosten von ca. 1900 Mrd. €. Für das Szenario KLIMA-19 OPT belaufen sich die Schadenskosten auf insgesamt 2500 Mrd. €, das mit den derzeitigen Zielen der Bundesregierung kompatible Szenario KLIMA-19 PLAN verursacht noch Schadenskosten in Höhe von 3400 Mrd. €.

Fasst man die klimabedingten Schadenskosten und volkswirtschaftlichen Mehrkosten des Umbaus der Energieversorgung zusammen (rote Linie in Abb.14), **sinkt die Gesamtsumme mit wachsenden Klimaschutz erheblich**. Dies ist die zentrale Botschaft praktisch aller einschlägigen Untersuchungen zu den „Kosten“ des Klimawandels. Bereits im Szenario TREND-19 reduzieren sich die Gesamtsumme um rund 1300 Mrd. € auf 4600 Mrd. €. Im Szenario KLIMA-19 OPT, welches die unbedingt umzusetzende Strategie beschreibt um die Option zur Erreichung des 1,5°-Ziels noch offen zu halten, **sinken die Gesamtaufwendungen gegenüber einem „Weiter-so“ Verhalten um rund 2100 Mrd. €** auf noch 3800 Mrd. €. Auch wenn das 1,5°-Ziel bis 2050 eingehalten wird, bleibt dieser „Nutzen“ trotz weiter steigender volkswirtschaftlicher Mehrkosten in dieser Größenordnung erhalten. Aktiver Klimaschutz „erspart“ also unserer Volkswirtschaft bis 2050 erhebliche Kosten, die ansonsten in Form von Klimaschadenskosten auftreten würden. Heute noch nicht exakt kalkulierbare Schäden (z.B. Kipppunkte des Klimawandels) sind dabei noch gar nicht berücksichtigt.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist also mit dem konsequenten Umbau der Energieversorgung **in jedem Fall ein erheblicher „Nutzen“** verbunden. Eine vollständige Dekarbonisierung der Energieversorgung ist daher allein aus volkswirtschaftlicher Sicht eine sehr lohnenswerte Strategie. Sie „belastet“ die Volkswirtschaft nicht, sie stärkt sie vielmehr und macht das marktwirtschaftliche Gesamtsystem überhaupt erst „zukunftsfähig“. Als „Belastung“ kann höchstens der damit verbundene, beschleunigte Strukturwandel empfunden werden. Hier kann (und muss) der Staat aber mit entsprechenden förderpolitischen Maßnahmen und mit soziale Ausgleichsmaßnahmen eingreifen. Aus obigen Ausführung wird ersichtlich, dass nur eine umfassende **Bewertung und Berücksichtigung der Klimaschadenskosten** in den Energiepreisen die wirtschaftlichen Akteure und die Bürger dazu motivieren kann, die erforderlichen Investitionen in dem notwendigen Umfang zu tätigen und ihr Energieverbrauchsverhalten klimafreundlicher zu gestalten. Von der Politik müssen dazu jetzt rasch die notwendigen Rahmenbedingungen mittels einer umfassenden Bepreisung für alle Treibhausgase geschaffen werden. Die derzeitige Diskussion zur Notwendigkeit einer CO₂-Bepreisung macht die Dringlichkeit und auch die Unausweichlichkeit entsprechender Maßnahmen besonders deutlich.

9. Energiewende und Klimaschutz brauchen rasch wesentlich wirksamere ökonomische Anreize

Der Start in eine ernsthafte Energiewende begann um das Jahr 1990. Da bis zur Jahrhundertmitte eine völlig klimaneutrale Energieversorgung erreicht werden muss, ist im Jahr 2020 also bereits **die „Halbzeit“ erreicht**. Von den eigentlich notwendigen Zwischenzielen sind wir jedoch noch weit entfernt (Status 2018: THG- Minderung -31%; Endenergieverringerung -8%; EE-Anteil = 17,7%). Ein halbwegs wirksamer Umbau ist bisher nur beim Ausbau der EE im Stromsektor erreicht worden mit einem Anteil von derzeit 38%. Auch hier ist aber der weitere Umbau ins Stocken

geraten. Eine erfolgreiche Energiewende gemäß dem Pariser 1,5°C-Ziel erfordert daher jetzt eine erheblich beschleunigte, über Jahrzehnte stabile Entwicklungsdynamik in allen Sektoren der Energieversorgung. Diese Entwicklungsdynamik muss sehr rasch angestoßen werden, wie **Abbildung 15** deutlich macht. Wie ausgeführt, ist mindestens ein Umstrukturierungsprozess gemäß Szenario KLIMA-18 OPT erforderlich, um die Chance für eine 1,5 Grad-Welt offenzuhalten. Dazu sind bis 2050 zwei parallel ablaufende Strategien umzusetzen: Ein **deutlicher Verbrauchsrückgang der Endenergie um 50% ggü. 2018** und ein **Beitrag der EE am Endenergieverbrauch aller Sektoren von rund 90%**. Nur im optimalen Zusammenwirken beider Strategien kann dieser hohe EE-Anteil mit einem angemessenen Ausbau der EE erreicht werden. Bei dem hier unterstellten Verbrauchsrückgang der Endenergie auf 4630 PJ/a im Jahr 2050 „genügt“ ein weiterer Ausbau der EE um rund das 2,8-fache gegenüber 2018 um die THG-Emissionen auf das notwendige Maß zu verringern.

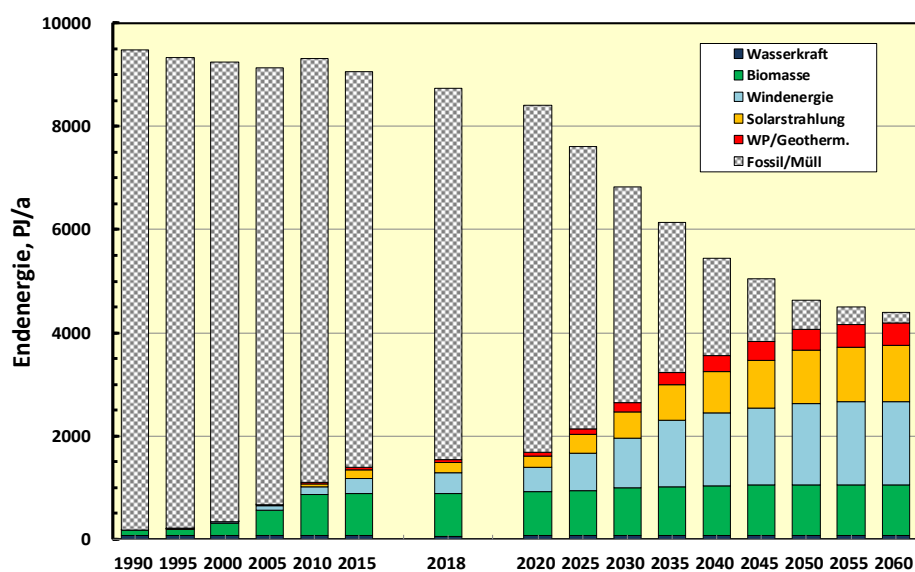


Abbildung 15: „Erfolge“ der Effizienz- und EE-Aufbaustrategien seit 1990 und notwendige Weiterentwicklung im Szenario KLIMA-19 OPT (Struktur der EE- Endenergie nach Energiequellen).

Von derzeit 1542 PJ/a EE-Endenergie (=428 TWh/a; Jahr 2018; vgl. Tabelle 2) steigt ihr Beitrag im Szenario KLIMA-OPT auf rund 4057 PJ/a (1127 TWh/a) im Jahr 2050. Die verbleibenden THG-Emissionen beliefen sich dann noch auf 46 Mio. t CO_{2aq}/a (Reduktion um -96% ggü 1990), davon CO₂-Emissionen in Höhe von 41 Mio. t CO₂/a. An den im Szenario KLIMA-19 OPT erläuterten Umstrukturierungsprozessen in allen Sektoren (Abbildung 15) wird sichtbar, vor welchen enormen Herausforderungen eine Volkswirtschaft steht, wenn sie rechtzeitig einen ernsthaften und wirksamen Beitrag zum globalen Klimaschutz leisten will²⁰.

Die derzeitige Energiewendepolitik **besitzt aber noch keine kohärente Strategie**, mit der die gewaltigen Herausforderungen eines **Komplettumbaus aller Sektoren** der Energieversorgung in der notwendigen Zeit bis 2050 wirksam bewältigt werden könnte. Isolierte Einzelzielsetzungen, wie EE-Ausbauziel 2030 im Stromsektor; Anteil von Elektrofahrzeugen im Jahre x, neuerdings

²⁰ In der BDI-Studie (2018) wird das dort beschriebene Zielszenario II (-95%) bereits als an der „Grenze absehbarer technisch Machbarkeit und gesellschaftlicher Akzeptanz“ beschrieben. Die dort bis 2050 kumulierte THG- Menge liegt mit rund 16 Gt CO₂ aber deutlich über dem „zulässigen“ Gesamtbudget für das 1,5°-Ziel (~9 Gt CO₂). Das Szenario KLIMA-19 OPT wird vom Autor als ebenfalls „machbar“ betrachtet, wenn die beschriebenen Umstrukturierungen ohne Zeitverzug angegangen werden. Mit kumulierten 12,5 Gt CO₂ liegt es günstiger, kann aber das 1,5°-Ziel nicht mit voller Sicherheit gewährleisten.

der beabsichtigte, aber noch nicht beschlossene Kohleausstieg bis 2038, charakterisieren die aktuelle Situation. Mit dem Entwurf des Klimaschutzgesetzes wird erstmals der Versuch gemacht, die **Sektorziele aufeinander abzustimmen**. In den vergangenen Jahren hatte sich nur im Stromsektor dank des EEG eine ausreichende Zubaudynamik entwickelt. Dieses Gesetz hat seinerzeit das Versagen des herkömmlichen Energiemarktes für EE-Stromerzeugungstechnologien kompensiert. Damit konnten diese sich technologisch rasch entwickeln und das heutige sehr günstige Kostenniveau erreichen. Diese in Deutschland initiierte „Vorleistung“ hat sehr wirksam die gesamte globale Entwicklung der stromerzeugenden EE vorgebracht. Der Erfolg des EEG zeigt sehr prägnant, wie effektiv „korrekte“ Preissignale – im Sinne eines wirksamen Klimaschutzes – die notwendigen Entwicklungen und Investitionen in neue Energietechnologien anstoßen können und technologische Innovationen in die „richtige“ Richtung gelenkt werden können. Versäumt wurde jedoch, die Wechselwirkungen des EEG mit anderen Instrumenten (insbesondere des Europäischen Emissionshandels (ETS)) zu berücksichtigen und rechtzeitig ein wirksames aufeinander abgestimmtes Gesamtinstrumentarium für den weiteren Umbau der Energieversorgung zu schaffen.

Die notwendige Beschleunigung der Energiewende, die möglichst viele Akteure zu klimafreundlichen Investitionen anreizt, ihnen eine angemessene wirtschaftliche Rendite bietet, und dabei marktwirtschaftlich effektiv abläuft, ist unter den jetzigen Rahmenbedingungen nicht möglich. Die stetige kleinteilige Anpassung der vorhandenen Instrumente, wie z.B. der Umstieg im EEG auf Ausschreibungen, versucht lediglich einige Symptome zu mildern, führt aber nicht zu faireren Marktbedingungen für die EE oder zu besseren Wirtschaftlichkeitsbedingungen für notwendige Investitionen in Effizienzsteigerung und verbesserte Prozesse. Das daraus resultierende Anreizinstrumentarium wird immer komplexer und undurchschaubarer. Seine Ineffektivität wächst und es schreckt vor allem kleinere Akteure ab, sich mit den vielfältigen Fördermechanismen und -programmen, zunehmenden Ausnahmeregelungen, Anzeigepflichten und stetig zunehmenden kleinteiligen Neuerungen auseinanderzusetzen.

Nach wie vor sind die jeweiligen privaten und wirtschaftlichen Akteure **„falschen“ Energiepreisen** ausgesetzt. Die Strompreise für private Haushalte, Gewerbe und Industrie ohne Privilegierungen sind relativ hoch (**Abbildung 16**). Der steigende Anteil von EE-Strom wird wegen der Verrechnung der EEG-Umlage, die vorwiegend diese Verbrauchsgruppen trifft, nicht honoriert, der fossile EE-Strom wird bei den derzeitigen CO₂-Zertifikatspreisen nicht ausreichend sanktioniert. Privilegierte Industriebranchen profitieren in der gegenwärtigen Preiskonstellation beim Strom (**Abbildung 16, rechts**).

Die Preise fossiler Energieträger sind generell gering; sie hatten bis 2016 eine sinkende Tendenz und liegen auch derzeit unter dem Niveau des Jahres 2008. Mittelfristig sind keine größeren Preissteigerungen bei Rohöl, Erdgas oder Kohle zu erwarten, da die Klimaschutzbemühungen aller Länder – auch bei noch so großer Unzulänglichkeit – für eine Dämpfung der Nachfrage nach Energierohstoffen sorgen. Diese Preiskonstellation blockiert den dynamischen Umbau in allen Energiesektoren, insbesondere den raschen Umstieg auf EE-Strom („Sektorkopplung“). Die dadurch mögliche deutliche Reduzierung von THG-Emissionen unterbleibt daher. Soll die Energiewende effektiv und marktgetrieben vorankommen, braucht es daher **grundsätzlich andere Preissignale auf dem Energiemarkt**. Diese können (und müssen) aus der Einbeziehung der „verborgenen“ (externen) Kosten der fossilen Energieversorgung resultieren und müssen mittels geeigneter Instrumente in wirksame Preissignale auf dem Energiemarkt umgesetzt werden.

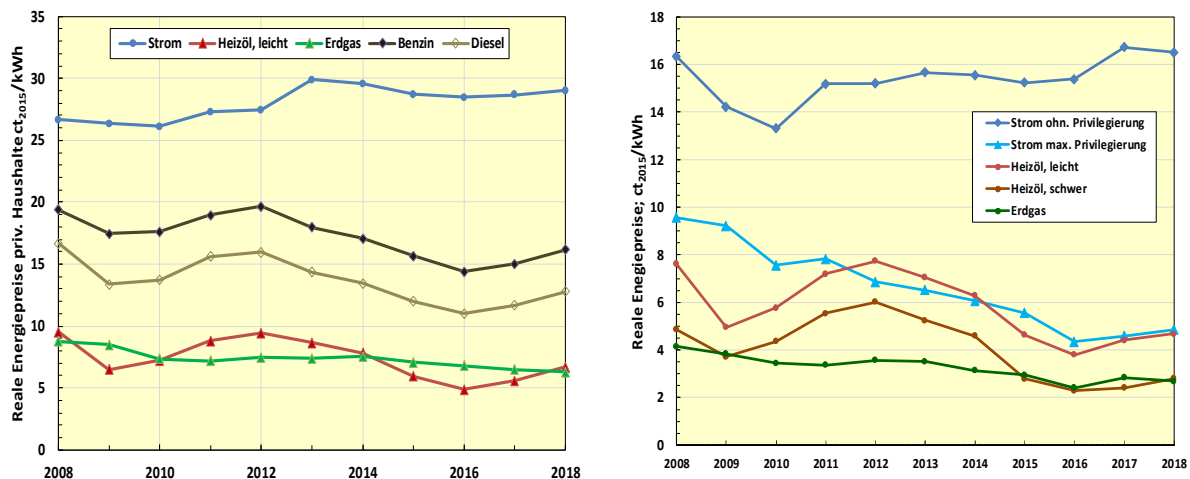


Abbildung 16: Entwicklung realer Energiepreise zwischen 2008 und 2018 in privaten Haushalten (links) und in Industrie/Gewerbe (Mittelwerte; rechts). Quelle: BMWi-Energiedaten, Jan. 2019, Agora Jahresauswertung 2018; Jan. 2019

Ein bereits vorhandenes CO₂-Bepreisungsinstrument ist der **europäische Emissionshandel (ETS)**, der rund 50% der CO₂-Emissionen erfasst (Energiewirtschaft; große Industrieanlagen). Der CO₂-Preis stellt sich dort über die vorgegebene zulässige Emissionsmenge ein. In seiner bisherigen Gestaltung hat der ETS allerdings bis vor kurzem nur geringe Wirkung gezeigt. In Deutschland sanken die ETS-Emissionen zwischen 2005 und 2018 von 515 auf 425 Mio.t CO_{2äq}, also um 90 Mio.t CO_{2äq} bzw. 17%²¹ (**Abbildung 17**). Diese Reduktion erfolgte ausschließlich bei Kraftwerken der Energiewirtschaft, während bei den Industrieanlagen keine Verringerung erfolgte. Ein Hauptgrund dafür war die reichliche Verfügbarkeit von kostengünstigen bzw. für die Industrie sogar kostenlosen Emissionsberechtigungen (Zertifikate), die bis Ende 2017 zu sehr niedrigen Preisen um 5 €/t CO₂ führte.

Aus der anfänglich großzügigen Zuteilung von Zertifikaten, und den nicht korrigierten Auswirkungen von Wachstumseinbrüchen (2008) entstanden Überschüsse an Emissionsberechtigungen, die in den bisherigen Phasen des Zertifikatehandels nicht aus dem Markt genommen werden konnten. Zusätzlich wurde der ETS bei der Stromerzeugung durch parallele nationale Maßnahmen, wie z.B. dem EEG und dem KWKG in Deutschland und vergleichbaren Fördergesetzen in anderen EU-Staaten, oder auch durch Maßnahmen zum Stromsparen überlagert.

Diese Maßnahmen senkten die Nachfrage nach Strom aus fossilen Energien und damit auch die Nachfrage nach Verschmutzungsrechten (Emissionsberechtigungen) im ETS. Damit blieb auch der Preis für Emissionsberechtigungen niedrig und setzte insbesondere bei der Grundstoffindustrie keine ausreichenden Anreize um Emissionen einzusparen. So wurden ebenfalls im Zeitraum 2005 bis 2018 durch die im EEG gebauten EE-Anlagen zur Stromerzeugung 85 Mio. t CO_{2äq} vermieden; was nahezu der THG-Reduktion der deutschen Stromwirtschaft entspricht (**Abbildung 17**, blaue Kurve)²². Durch die bis 2017 versäumte Anpassung der Zertifikatsmenge an diese

²¹ „Treibhausgasemissionen 2017 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland“ (VET-Bericht 2017), Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Berlin, Mai 2018.

²² „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2018.“ AGEE im Umweltbundesamt, Dessau März 2019; sowie: „Zeitreihen zur Entwicklung der EE in Deutschland.“ AGEE, BMWi, Dezember 2018;

Die Emissionen im NON-ETS Bereich sanken in demselben Zeitraum von 478 auf 441 Mio.t CO_{2äq}, also um rund 37 Mio.t CO_{2äq} bzw. knapp 8%. Hierzu trugen die EE im Wärme- und Kraftstoffsektor mit 17 Mio.t CO_{2äq} etwa zur Hälfte bei.

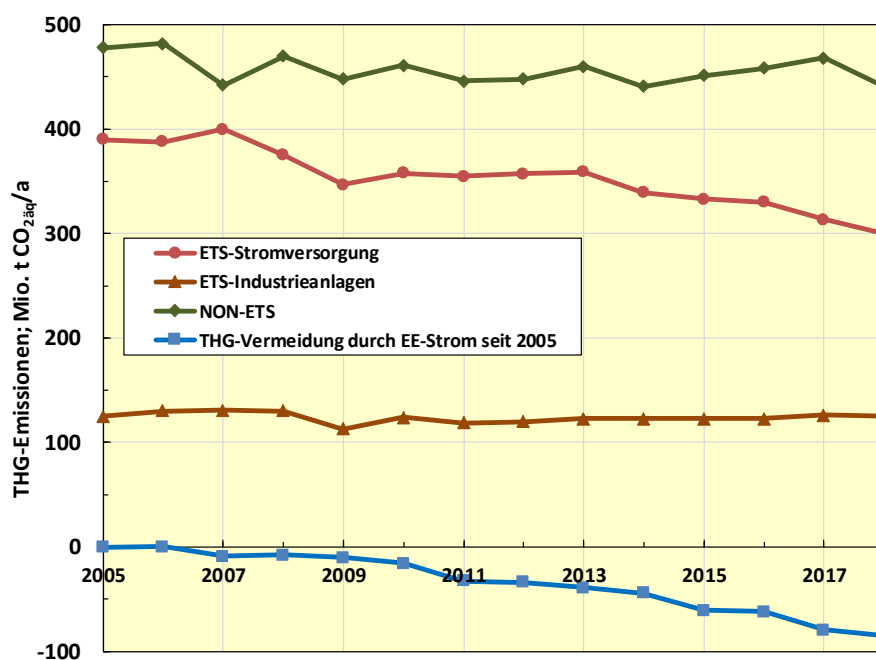


Abbildung 17: THG-Emissionen in Deutschland im ETS (Stromversorgung und Industrieanlagen) und im Non-ETS -Bereich (Wärme, Verkehr, Landwirtschaft), sowie die THG-Vermeidung der EE-Stromerzeugung zwischen 2005 und 2018 (ETS-Werte für 2018 näherungsweise)

Gegebenheiten hat somit die Förderung der EE durch die EEG-Umlage die Großemittenten von ansonsten deutlich höheren Zahlungsverpflichtungen für ihre Emissionsberechtigungen entlastet.

Die ETS Reform, die in 2018 in Kraft trat (Richtlinie(EU)-2018/410 vom 14.3. 2018), hat neben der Reduktion von ausgegebenen und kostenlosen Zertifikaten eine Marktstabilitätsreserve eingeführt und den Mitgliedstaaten die Möglichkeit eröffnet, nationale Klimaschutzinstrumente mit dem ETS abzustimmen und **entsprechend Emissionsberechtigungen vom Markt zu nehmen**. Erste Wirkungen zeigen sich in höheren CO₂-Preisen (derzeit um 25 €/tCO₂). Einige Steinkohlekraftwerke wurden stillgelegt; RWE hat angekündigt, jede Planung neuer Kohlekraftwerke einzustellen. Mit der Möglichkeit, entsprechend Zertifikate löschen zu können, kann die Einführung nationaler CO₂-Mindestpreise, wie sie Großbritannien bereits ab 2013 eingeführt hatte, umgesetzt werden. Damit kann der ETS im Stromsektor zu einem effizienteren Instrument als bisher weiterentwickelt werden, da nun auch nationale Klimaschutzziele kompatibel zum ETS umgesetzt werden können. Weitere Anpassungen und Verbesserungen sind jedoch erforderlich, wenn der ETS einen wirksamen Beitrag im Sinne der Pariser Klimaschutzziele leisten soll. Das gilt umso mehr, wenn man Vorschlägen folgen sollte, den jetzige EU-ETS auch auf andere Verbrauchssektoren auszudehnen²³. Neben einigen grundsätzlichen Schwierigkeiten, die insbesondere bei der Einbeziehung des Verkehrs in den Emissionshandel auftreten würden²⁴, hat dieser Vorschlag einen entscheidenden Nachteil. Die notwendigen Verbesserungen bedürften zu ihrer Umsetzung in der

²³ J. Lange: „Ertüchtigung des Emissionshandels und Reform der Steuern und Umlagen auf Energie mit CO₂-Preis sind kein Widerspruch.“ Expertise des CO₂-Abgabe e.V., Freiburg, Mai 2019; siehe auch: CO₂-Abgabe e.V (2018): „Standpunkt: Warum der europäische Emissionshandel trotz steigender Preise kein Garant für wirksamen Klimaschutz ist.“

²⁴ J. Landgrebe 2019 (UBA/DEST); Sprechzettel zum parlamentarischen Frühstück „Ausweitung des Emissionshandels vs. Reform der Energiesteuern und -umlagen mit CO₂-Bepreisung.“ Berlin 10. 5.2019

gesamten EU einen erheblichen Zeitraum. Nach den erst jüngst erfolgten Anpassungen, deren volle Auswirkungen erst ab 2021 wirksam werden, wäre eine weitere Reform des ETS, gemäß den Kriterien, wie sie u.a. in Lange (2019) vorgeschlagen werden, daher frühesten nach 2025 zu erwarten. Das kommt für einen wirksamen Klimaschutz zu spät. **Der ETS als alleiniges zentrales Klimaschutzinstrument in Europa ist daher keine Lösung.**

10. Energiesteuerreform und Ertüchtigung des Emissionshandels sind das Gebot der Stunde

Es wird daher höchste Zeit, dass die Politik die Empfehlungen einer sehr großen Zahl von Expertengruppen, wissenschaftlichen Instituten, Unternehmen und Verbänden aufgreift und mittels einer allgemeinen CO₂-Bepreisung, die ohne Ausnahme alle fossilen Energieträger gemäß ihrem Treibhausgaspotenzial umfasst, ein flexibles und umfassendes Klimaschutzinstrumentarium schafft. Sie kann sowohl national praktiziert werden, wie es bereits zahlreiche Beispiele zeigen (insbesondere Schweiz, Schweden), kann aber auch in internationalen Vereinbarungen eingesetzt werden ("europäischer CO₂-Mindestpreis"). Der ETS kann dabei im Stromsektor ein Bestandteil dieses Instrumentariums sein. Für die anderen Sektoren, Wärme und Verkehr, ist dagegen eine direkte CO₂-Bepreisung mittels einer Korrektur der bestehenden Energiesteuern (Energiesteuerreform) das geeignetste Mittel ist²⁵. Diese Reform kann kurzfristig erfolgen (z.B. zum 1.1.2020) und ist somit in der Lage die erforderliche rasche Wirkung erzielen.

Das Aufkommen an Steuern und Umlagen im Energiebereich ist erheblich. Die Steuern auf fossile Kraftstoffe beliefen sich im Jahr 2018 auf 35,7 Mrd. €/a, für Brennstoffe (Erdgas und Heizöl) dagegen nur 4,1 Mrd. €/a, (**Tabelle 9; untere Hälfte**). Für Strom fällt mit der Stromsteuer (6,86 Mrd. €) der EEG-Umlage (23,79 Mrd. €) und der KWK-G-Umlage (0,97 Mrd. €), zusammen 31,6 Mrd. €/a, ein erheblicher Betrag an. Insgesamt werden **jährlich rund 71 Mrd. € an Steuern und Umlagen** von den Energieverbrauchern erhoben.

Legt man die Kraftstoffsteuer auf die eigentlichen Verkehrsnutzer Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und Industrie um, so stellt man im Vergleich zum jeweiligen Energieverbrauch (**Tabelle 9, obere Hälfte**) eine relativ **unausgewogene Beteiligung** an diesem Aufkommen fest. Private Haushalte mit einem Anteil am Energieverbrauch von 35% zahlen mit rund 32 Mrd. €/a (davon 18,5 Mrd.€/a für Kraftstoffe, 8,9 Mrd. €/a EEG- und KWK-G-Umlage, 2,7 Mrd. €/a Stromsteuer und 2,1 Mrd. €/a Erdgas- und Heizölsteuer) rund 45% des Aufkommens; danach folgen GHD mit 24 Mrd. €/a. Die Industrie wird nur mit insgesamt 14,6 Mrd.€/a (=20%) belastet bei einem Anteil am Energieverbrauch von 35%. Davon zahlen die privilegierten Branchen wegen

²⁵ u.a.: (1) Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 24. Nov. 2016; (2) Expertengruppe zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Monitoring-Berichte 2016 und 2018; (3) Wirtschaftsgutachten 2017 des Sachverständigenrat „Für eine zukunftsorientierte Wirtschaftspolitik“; (4) Bundesrechnungshof Sonderbericht 2018: „Koordination und Steuerung zur Umsetzung der Energiewende durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“; (5) AGORA 2018: „Eine Neuordnung der Abgaben auf Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr – Optionen für eine aufkommensneutrale CO₂-Bepreisung von Energieerzeugung und Energieverbrauch. Impuls, P. Graichen, T. Lenk, Berlin, November 2018; (6) Unternehmenserklärung 2018: Globale Unternehmen fordern mehr Maßnahmen - zur Unterstützung eines wirksamen und berechenbaren CO₂-Preises. https://www.enbw.com/media/presse/docs/dokumente-zu-pressemitteilungen/2018/20181127_carbon-pricing-declaration_deutsch.pdf; (7) Umweltbundesamt 2018: Alternative Finanzierungsoptionen für erneuerbare Energien im Kontext des Klimaschutzes und ihrer zunehmenden Bedeutung über den Stromsektor hinaus. Climate Change 20/2018 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-07-17_climate-change_20-2018_alternative-finanzierungsoptionen-ee_0.pdf; (8) Edenhofer & Flachsland 2018: „Eckpunkte einer CO₂-Preisreform für Deutschland. In MCC Working Paper No. 1, 03.12.2018 https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/; (9) Untersteller 2019: „Energiewende reloaded: Strompreise senken, CO₂ einen Preis geben“, https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Pressemitteilungen/2019/190131_EEG_Umlage.pdf

zahlreicher Privilegien, insbesondere beim Stromverbrauch, wiederum nur 4,4 Mrd.€/a. Bei völliger Gleichbehandlung aller Verbraucher fielen - unter der Voraussetzung eines unveränderten Aufkommens an Steuern und Umlagen - auf den Industriesektor 23 Mrd.€/a. Infolge der derzeitigen Privilegierung energieintensiver Industrieunternehmen werden also rund 8 Mrd. €/a auf die anderen Verbrauchergruppen verlagert. Bezieht man auch die durch Privilegierung entgangenen Einnahmen bei der Strom-, Erdgas- und Heizölsteuer ein, so steigen **diese Privilegien auf rund 13 Mrd. €/a**²⁶ (vgl. auch FÖS 2017²⁷).

Tabelle 9: Endenergieverbrauch und Aufkommen aller Umlagen und Steuern im Energiebereich (2018) nach Verbrauchssektoren; Kraftstoffverbrauch von PKW und LKW und deren Kraftstoffsteuern sind auf Endverbraucher umgelegt.

Energieverbr.*) TWh/a	Strom	Erdgas	Heizöl ⁺⁺)	Kohlen	Diesel ^{**})	Benzin ^{**})	Kerosin	Gesamt- verbrauch
Private Haushalte	130,0	230,0	130,0	2,0	170,0	140,0		802,0
GHD	149,0	120,0	55,0	3,0	130,0	73,0		530,0
Industrie ⁺)	236,6	240,0	95,0	115,0	113,0	0,0		799,6
Übrig. Verkehr	12,5	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	110,0	127,5
Gesamt	528,1	590,0	280,0	120,0	418,0	213,0	110,0	2259,1
Aufkommen Mrd. €/a	EEG- Umlage	KWK- Umlage	Strom- steuer	Strom gesamt	Erdgas- steuer	Heizöl- steuer	Kraftst.- Steuer	Gesamtes Aufkommen
Private Haushalte	8,39	0,47	2,67	11,52	1,27	0,80	18,47	32,04
GHD	8,54	0,39	2,92	11,85	0,66	0,34	11,61	24,45
Industrie ⁺)	6,79	0,12	1,24	8,15	0,79	0,25	5,40	14,59
Übrig. Verkehr ^{*)}	0,08	0,00	0,02	0,10	0,00	0,00	0,24	0,34
Gesamt	23,79	0,97	6,86	31,61	2,72	1,38	35,72	71,43
Anteil (%)	33,3	1,4	9,6	44,3	3,8	1,9	50,0	100,0
*) Endenergie ohne EE-Wärme, Fernwärme								Umlagen-Steuern, 15.4.2019
**) Kraftstoffverbrauch PKW, LKW ist auf Endverbraucher umgelegt								
+) einschließlich Mineralölverarbeitung; Kokereien; Bergbau								
++) HL; Industrie auch: HS, Raffineriegas, Flüssiggas, Petrolkoks, übrige Mineralölprod.								

Auch **unter Klimaschutzgesichtspunkten hat die derzeitige Abgabenstruktur erhebliche Mängel**. Erdgas und Heizöl, die den Wärmesektor dominieren, werden nur mit 23 €/tCO₂ (voller Steuersatz: 0,55 ct/kWh) bzw. 19 €/tCO₂ (voller Steuersatz: 0,61 ct/kWh) belastet, woraus nur sehr geringe Vermeidungsanreize resultieren. Stromverbrauch ist dagegen implizit mit einer Belastung von bis zu rund 185 €/tCO₂²⁸ (Haushaltsstrom) beaufschlagt. Es wird nicht die CO₂-Intensität des eingesetzten Brennstoffs berücksichtigt, sondern es findet pauschal eine Belastung des Verbrauchs durch Steuern und Umlagen statt. Lediglich über den ETS wird derzeit eine geringe Klimawirkung in Höhe von rund 0,9 ct/kWh auf den Börsenstrompreis ausgeübt. Da Strom bzw.

²⁶ J. Nitsch (2018): "Auswirkungen einer allgemeinen CO₂-Abgabe auf die Energiekosten einzelner Industriebranchen." Kurzstudie, Stuttgart, Oktober 2018

²⁷ FÖS (2017): "Ausnahmeregelungen für die Industrie bei Energie- und Strompreisen". Ch. Freericks, A. Swidler; Kurzanalyse Berlin April 2017

²⁸ Agora Energiewende (2017): "Neue Preismodelle für Energie- Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger". Hintergrund Berlin April 2017.

dessen wachsender EE-Anteil das Rückgrat der zukünftigen Energieversorgung in allen Verbrauchssektoren sein muss („Sektorkopplung“), ist die derzeitige Belastungsstruktur des Strompreises (für nichtprivilegierte Verbraucher) ein wesentliches Hemmnis für eine klimagerechte Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgungsstrukturen.

Auch Kraftstoffe sind implizit mit einem hohen CO₂-Preis versehen, wenn man die derzeitigen Steuern auf Diesel und Benzin auf ihre spezifischen CO₂-Emissionen bezieht (Benzin 7,38 ct/kWh = 237 €/tCO₂; Diesel 4,78 ct/kWh = 153 €/t CO₂). Dieser CO₂-Preis ist allerdings ein rein fiktiver Wert, da diese Steuern der Finanzierung von Verkehrsinfrastrukturen (entsprechend den Netzentgelten beim Strom). bzw. des Staatshaushalts dienen. Lediglich ihre (geringe) Erhöhung während der „ökologischen Steuerreform“ zwischen 1999 und 2003 kann mit Klima- und Umweltargumenten begründet werden²⁴. Eine zusätzliche Klimaschutzwirkung entsteht erst, wenn eine zusätzliche CO₂-Abgabe auf diese „Verkehrsinfrastruktursteuer“²⁹ aufgesetzt werden. Die zusätzliche Lenkungswirkung einer CO₂-Abgabe auf den Kraftstoffverbrauch und das Verkehrsverhalten ist zunächst wegen der bereits vorhandenen „impliziten“ CO₂-Besteuerung deutlich geringer als z.B. im Wärmesektor. Ein CO₂-Preis von 50 €/t entspricht z.B. einem Anstieg der Kraftstoffpreise um knapp 15 ct/l und ist damit geringer als die Schwankungsbreite der Kraftstoffpreise der letzten Jahre infolge der Veränderung des Rohölpreises (Benzin 2012 = 1,65 €/l; 2016 = 1,30 €/l). Ein CO₂-Aufschlag wird daher im Verkehrssektor kurzfristig allein nicht ausreichen, die notwendigen Umstrukturierungen schnell genug voranzubringen, er kann aber unterstützend wirken und wird bei dem zukünftig notwendigen Anstieg von CO₂-Preisen eine steigende Wirkung entfalten.

Eine einheitliche CO₂-Steuer auf alle fossilen Energieträger (im ETS als CO₂-Mindestpreis in gleicher Höhe)³⁰ kann - unter der Prämisse der Beibehaltung der Kraftstoffbesteuerung in heutiger Höhe – mit angemessenen CO₂-Preisen ein Aufkommen aus dem Verbrauch von Energieträgern in gleicher Höhe erreichen wie die derzeitige Abgabenstruktur (**Abbildung 18; links**; vgl. Tabelle 9). Bei einer Abgabe in Höhe von 50 €/t CO₂ ergibt sich ein Aufkommen von 34 Mrd. €/a³¹ (einschließlich Kraftstoffsteuer 69,7 Mrd. €/a). Gegenüber dem Steuer- und Umlagenaufkommen 2018 besteht also noch ein „Defizit“ von rund 1,7 Mrd. €/a, das entspricht aus gesamtwirtschaftlicher Sicht praktisch **einer aufkommensneutralen Belastung**. Bei einem CO₂-Satz von 60 €/t entstünde mit einem Aufkommen von 41,1 Mrd. €/a (bzw. 76,8 Mrd. €/a) bereits ein „Überschuss“ von rund 5,4 Mrd. €/a. Geht man von einem unveränderten Aufkommen für den Steuerhaushalt entsprechend der jetzigen Höhe aus Strom- Heizöl- und Erdgassteuer aus (2018: 11 Mrd. €/a; Tabelle 8), stehen bei einem CO₂-Preis von 50 €/t noch 23 Mrd. €/a für eine Gegenfinanzierung der EEG-Umlage und der KWK- Umlage zur Verfügung, was 93% des Umlagenvolumens von 2018 entspricht³²

²⁹ Diese „Verkehrsinfrastruktursteuer“ könnte prinzipiell auch über eine ausgeweitete Maut und eine Ausweitung der KFZ-Steuer finanziert werden. Eine verbleibende Steuer auf Kraftstoffe kann dann ausschließlich auf die Umwelt- und Klimaschäden des Verkehrs bezogen werden.

³⁰ Edenhofer/Flachland/Schmid (2017): Wie der Emissionshandel wieder zur zentralen Säule der europäischen Klimapolitik werden kann. In: Angrick/Kühleis/ Landgrebe/Weiß (Hg.): 12 Jahre Europäischer Emissionshandel in Deutschland.

³¹ Das Aufkommen aus CO₂-Steuer und aus dem Handel mit CO₂-Zertifikaten im Rahmen eines verbesserten ETS werden hier zusammengefasst und es wird ein einheitlicher CO₂-Preis angenommen. Denkbar sind aber auch unterschiedliche Preise für den Nicht-ETS-Sektor und den ETS-Sektor („Mindestpreis“), um noch gezielter die gewünschte sektorale Lenkungswirkung zu erreichen.

³² Der CO₂-Abgabe e.V. schlägt diese Art der Rückvergütung eines Teils des Aufkommens aus einer CO₂-Bepreisung vor: „Welchen Preis haben und brauchen Treibhausgase.“ Diskussionspapier des CO₂-Abgabe e.V., Juni 1917 und J. Lange, J. Nitsch, P. Becker: „Plädoyer für eine wirksame CO₂-Bepreisung in dieser Legislaturperiode.“

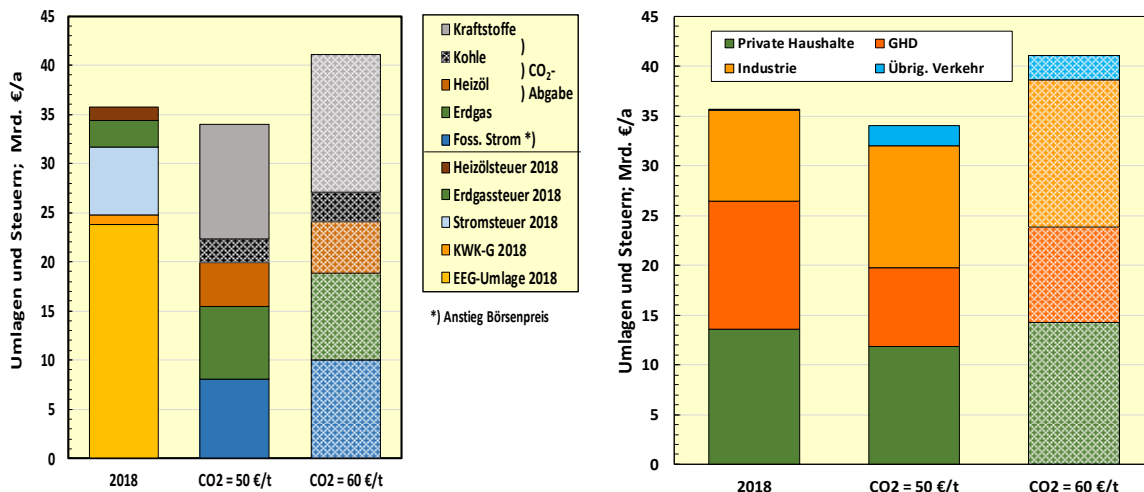


Abbildung 18: Aufkommen an Energiesteuern und Umlagen im Jahr 2018 sowie bei einer CO₂-Steuer (bzw. Mindestpreis) von 50 bzw. 60 €/t auf fossile Energieträger (links)³³; Verteilung des Aufkommens auf die Verbrauchergruppen Private Haushalte, GHD, Industrie und übriger Verkehr (rechts); ohne Kraftstoffsteuer 2018 mit 35,7 Mrd.€/a.

Aus der Sicht der Verbrauchssektoren ergeben sich jedoch Verschiebungen. Bei Privaten Haushalten verringern sich die Aufwendungen für ihren Energieverbrauch bei einem CO₂-Preis von 50 €/t von 13,6 Mrd. €/a (vgl. Tabelle 8, ohne Anteil der heutigen Kraftstoffsteuer) auf 11,8 Mrd. €/a. Auch der Sektor GHD zahlt mit 7,9 Mrd. €/a deutlich weniger für Energie als derzeit (12,8 Mrd. €/a). Die Gegenfinanzierung der EEG-Umlage führt bei diesen Sektoren zu einer Entlastung, da sich die Stromkosten deutlich verringern (**Abbildung 18, rechts**) und die steigenden Brennstoff- und Kraftstoffkosten überkompensieren.³⁴ Die für den Mittelstand und das Gewerbe dabei eintretenden Kostenentlastungen haben dieselbe Wirkung wie die gelegentlich diskutierten Steuererleichterungen für diese Akteure, ohne dass dabei neue problematische Verteilungswirkungen auftreten.

Die Aufwendungen der Industrie für Umlagen und Steuern steigen von 9,2 Mrd. €/a auf 12,2 Mrd. €/a, dieser Sektor trägt also Mehrkosten von rund 3 Mrd. €/a, was gegenüber den jetzigen Privilegien vergleichsweise wenig ist. Untersuchungen zeigen, dass sich diese Mehrbelastungen auf diejenigen energieintensiven Branchen der Grundstoffindustrie konzentrieren, die heute von erheblichen Ausnahmeregelungen bei Umlagen und Steuern profitieren. Auch hier sind gezielte Maßnahmen zur Kompensation ggf. unzumutbarer Belastungen möglich³⁵. Dabei sollten gleich

³³ Beim Strom wird der durch einen CO₂-Mindestpreis bewirkten Anstieg des Strombörsenpreises gegenüber dem mittleren Niveau des Jahres 2018 (3,85 ct/kWh) zur Bestimmung des Aufkommens herangezogen (vgl. Tabelle 5). Bei einem CO₂-Preis von 50 €/t wird von einem Anstieg von 1,53 ct/kWh ausgegangen, bei 60 €/t von 1,9 ct/kWh. Längerfristig stellen sich die Vollkosten einer zukünftigen vollständigen EE-Stromerzeugung ein (~ 7 ct/kWh)

³⁴ Trotz sektoraler Gesamtentlastung der privaten Haushalte können soziale Härtefälle eintreten (z.B. einkommensschwache Haushalte mit relativ hohem Kraftstoffverbrauch (Pendelnde)). Die sind jedoch relativ gut eingrenzbar und können durch gezielte Maßnahmen zusätzlich unterstützt werden; vgl. dazu u.a.: CO₂-Abgabe e.V. und Institut für Soziologie an der LMU München: „Energiesteuern klima- und sozialverträglich gestalten.“ Freiburg, München, Januar 2019.

³⁵ J. Nitsch (2018): „Auswirkungen einer allgemeinen CO₂-Abgabe auf die Energiekosten einzelner Industriebranchen.“ Kurzstudie, Stuttgart, Oktober 2018. Ausgleichsmaßnahmen für energieintensive Branchen zur Vermeidung von „Carbon Leakage“ können ein Grenzsteuerausgleich oder eine Konsumabgabe sein; vgl. u.a.: K. Neuhoﬀ, O. Chiapinelli: „Klimafreundliche Herstellung und Nutzung von Grundstoffen.“ DIW-Wochenbericht, Nr. 26/2018 : https://doi.org/10.18723/diw_wb:2018-26-3

zeitig die derzeitigen Ausnahmeregelungen auf ihre Berechtigung geprüft werden. Beim „übrigen Verkehr treten Mehrbelastungen von 1,9 Mrd. €/a auf, die zu 90% aus der CO₂-Besteuerung von Kerosin stammen. Dies ist eine längst überfällige Korrektur von Versäumnissen aus den Anfängen des internationalen Flugverkehrs. Eine rasche europäische Lösung hätte hier Signalwirkung; die Politik könnte zeigen, dass sie den Ernst der Lage in Sachen Klimaschutz begriffen hat und entsprechend handeln will. Fasst man den durch einen CO₂-Preis von 50 €/t insgesamt bei Kraftstoffen bewirken Kostenanstieg zusammen (Kraftstoffe für PKW und LKW sind in den bisherigen Betrachtungen auf die übrigen Sektoren umgelegt), so ergibt sich ein Aufkommen von 11,7 Mrd. €/a, die zusätzlich zur bestehenden Kraftstoffsteuer (35,7 Mrd.€/a) hinzukommen. Dies bedeutet vor dem Hintergrund der gesamten Ausgaben für Kraftstoffe im Jahr 2018 von 94 Mrd. €/a (Abbildung 11) ein Anstieg um 12%. Dieser Anstieg liegt damit immer noch unter den Gesamtausgaben des Jahres 2012 mit rund 110 Mrd. €/a.

Mit der vom CO₂-Abgabe e.V. vorgeschlagenen Gegenfinanzierung der Umlagen wird **die Lenkungswirkung hinsichtlich Klimaschutz durch eine CO₂-Bepreisung erheblich verstärkt** und ist wesentlich zielgerichteter auf die Reduzierung fossiler Energieträger ausgerichtet als die gegenwärtige Abgabenstruktur (**Abbildung 19**). Für Strom sinkt die derzeit hohe Belastung mit Steuern und Umlagen von 31,6 Mrd. €/a auf nur noch 8,1 Mrd. €/a (50 €/tCO₂) bzw. 10 Mrd. €/a (60 €/tCO₂). Es wird gezielt nur noch die fossile Stromerzeugung belastet (durch die entsprechende Erhöhung des Strombörsenpreises), die bisherige unspezifische Stromsteuer mit einem Aufkommen von 6,86 Mrd. €/a entfällt (bzw. wird auf den EU-Mindestsatz reduziert).

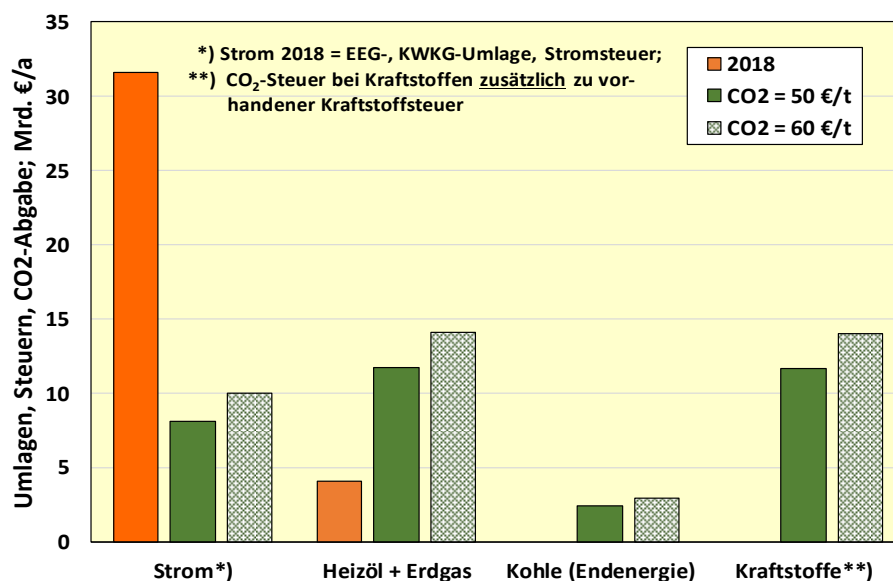


Abbildung 19: Aufkommen an Energiesteuern und Umlagen 2018 nach Energieträgern (linke Balken) und bei einer CO₂-Steuer (bzw. Mindestpreis) von 50 bzw. 60 €/tCO₂ (rechte Balken); ohne Kraftstoffsteuer 2018 mit 35,7 Mrd. €/a; heutiges Aufkommen bei Kohle vernachlässigt.

Die Steuern auf Heizöl und Erdgas verdreifachen sich etwa, hinzu kommt Kohle (als Endenergie). Brennstoffe werden mit insgesamt 14,2 Mrd. €/a (50 €/tCO₂) bzw. 17,1 Mrd. €/a (60 €/tCO₂) beaufschlagt und damit um 10,1 Mrd. €/a bzw. 13 Mrd.€/a mehr als im Zustand ohne CO₂-Steuer. Die zusätzliche CO₂-Steuer für Kraftstoffe führt zu einem Aufkommen von 11,7 Mrd. € (50 €/tCO₂)

bzw. 14 Mrd. € (60 €/tCO₂), darin enthalten ist die CO₂-Steuer auf Flugtreibstoff in Höhe von 1,8 Mrd. €/a (50 €/tCO₂) bzw. 2,2 Mrd. €/a (60 €/tCO₂).

Mit einem CO₂-Preis von 50 €/t erfolgt ein sehr sanfter Einstieg in die notwendige ökologische „Korrektur“ bisheriger fossiler Energiepreise. Dadurch werden unzumutbare Belastungen für die Energieverbraucher vermieden. Durch die Verknüpfung mit der Gegenfinanzierung insbesondere der EEG-Umlage sowie der derzeitigen Stromsteuer und der damit verknüpften Strompreissenkung ist dennoch schon bei diesem Einstiegspreis eine erhebliche Lenkungswirkung zugunsten emissionsfreier Technologien gewährleistet.

Dies kennzeichnet eine CO₂-Bepreisung als ein sehr gut geeignetes Instrument, auf marktwirtschaftlich effiziente Weise die notwendigen Umstrukturierungen und neue technologische Innovationen so zu lenken, dass sie eine maximale klimaschützende Wirkung entfalten. Das erklärt auch die **fast einhelligen Expertenempfehlungen für ihre Einführung**, sei es als alleiniges Instrument oder in Verbindung mit einem entsprechend ertüchtigten Emissionshandel.

Der Anstieg fossiler Energiepreise bewegt sich bei einem Einstiegspreis für CO₂ von 50 €/t in der üblichen Schwankungsbreite der Energiepreise der letzten Jahre (**Abbildung 20**). Für private Haushalte steigt der Preis (bezogen auf 2018; einschl. MwSt.) bei Heizöl um 12 ct/l, bei Erdgas um 8 ct/m³, bei Benzin um 16 ct/l und bei Diesel 18 ct/l und erreicht damit wieder die Preise des Jahres 2012. Dafür sinkt der Strompreis um 9,7 ct/kWh auf 20,5 ct/kWh. Für den Durchschnittshaushalt (Stromverbrauch: 3150 kWh/a; Brennstoffverbrauch 13000 kWh/a; Kraftstoffverbrauch: 8000 kWh/a bzw. 840 l/a) reduzieren sich bei einem CO₂-Preis von 50 €/t die Jahresenergiekosten um 44 €/a auf 3100 €/a (**Tabelle 10**). Bei sehr hohem Brennstoff- oder Kraftstoffverbrauch bliebe diese Wirkung aus, es würden (gewollte) Mehrausgaben eintreten.

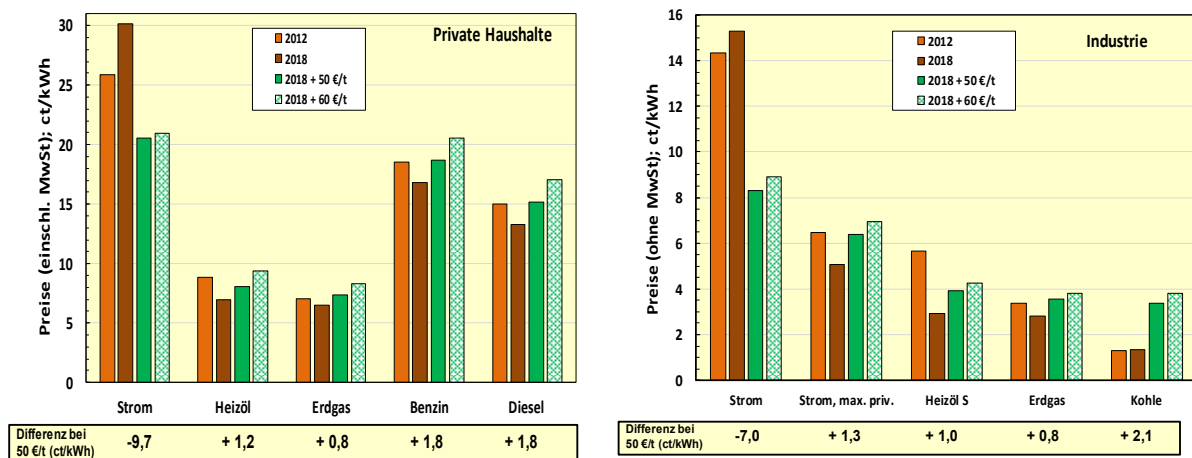


Abbildung 20: Änderung fossiler Energiepreise bei einem CO₂-Preis von 50 bzw. 60 €/t für private Haushalte (einschl. MwSt.) und der Industrie (Mittelwerte) im Vergleich zu Energiepreisen der Jahre 2012 und 2018. Die Reduktion der Strompreise berücksichtigt die Gegenfinanzierung der EEG-Umlage, der KWK-Umlage und der Stromsteuer.

Eine angekündigte stetige Steigerung des CO₂-Preises (analog beim ETS eine deutliche Verringerung der Emissionsrechte) mobilisiert jedoch Investitionen in Effizienzsteigerung und EE. Rechnerisch würden die Energiekosten des Durchschnittshaushalts bei einem CO₂-Preis von 80 €/t um knapp 200 €/a steigen, eine bis dahin (~ 2025) durchgeführte 10%ige Verbrauchsreduktion würde sie jedoch gegenüber 2018 um 120 €/a reduzieren. Selbst die beträchtliche Steigerung um

über 900 €/a bei einem CO₂-Preis von 180 €/t (~2045), könnte durch eine durchaus angemessene Verbrauchsreduktion um 30% kompensiert werden. Ähnliche Bedingungen gelten für den größten Teil der Handwerks- und Gewerbebetriebe, sowie Dienstleistungsunternehmen.

Im **Industriesektor** sind die Auswirkungen differenzierter zu betrachten. Für Unternehmen ohne Ausnahmeregelungen bei Umlagen und Stromsteuer (Privilegierung) würde sich der mittlere Strompreis um rund 7 ct/kWh verringern. Das genügt in vielen Fällen, den Kostenanstieg bei Brenn- und Kraftstoffen zu kompensieren. Strom für maximal privilegierte Unternehmen (Stromkosten 2018 = 5,06 ct/kWh)³⁶ würden um 1,3 ct/kWh steigen. Aber auch hier würde das Kostenniveau des Jahres 2012 zunächst nicht überschritten. Energieintensive Unternehmen mit zusätzlich hohem Verbrauch fossiler Energie (Grundstoffindustrie) sind von einer CO₂-Bepreisung am stärksten betroffen und benötigen ggf. gezielte Fördermaßnahmen, um möglichst rasch auf emissionsarme bzw. -freie Produktionsverfahren umsteigen zu können (vgl. auch Abbildung 18, rechts). Der „sanfte“ Einstieg von 50 €/t erleichtert aber auch hier den notwendigen Strukturwandel, schafft aber trotzdem die notwendigen Anreize, technologische Innovationen in die „richtige“ Richtung zu lenken. Dies ist bei der bisherigen Ausgestaltung des Emissionshandels ausgeblieben (vgl. Abbildung 17).

Tabelle 10: Jahresenergiekosten (€/a) des deutschen Durchschnittshaushalts 2018 und bei unterschiedlichen CO₂-Preisen für fossile Energieträger bei unverändertem bzw. reduziertem Energieverbrauch (konstante Rohstoffpreise; ohne Kosten für die Einsparinvestitionen).

	2018	CO ₂ - Preis/ Energieeinsparung ggü. Verbrauch 2018							
		~ 2020	~ 2022	~2025	~2025	~ 2035	~ 2035	~ 2045	~ 2045
		+ 50 €/t	+ 60 €/t	+ 80 €/t	+ 80 €/t	+ 120 €/t	+ 120 €/t	+ 180 €/t	+ 180 €/t
					- 10% EFF		- 20% EFF		- 30% EFF
Strom	1022	717	731	752	684	774	634	779	567
Brennstoffe	958	1066	1105	1182	1075	1337	1091	1569	1130
Kraftstoffe	1167	1319	1349	1410	1269	1531	1224	1712	1199
Gesamt	3147	3102	3184	3344	3027	3642	2949	4060	2896
Differenz zu 2018		-44	38	197	-120	495	-197	914	-251

Verbraucherrechnung; 20.5.2019

Im **Stromsektor** kann bereits ab CO₂-Mindestpreisen von etwa 40 €/tCO₂ (bzw. einem entsprechend knappen, stetig sinkendem Budget an Emissionsrechten) ein erheblich rascherer, weil marktgetriebener Strukturwandel weg von Kohlekraftwerken und hin zu flexiblen Erdgaskraftwerken, weiteren EE-Anlagen, Speichern und sonstigen Strukturmaßnahmen erfolgen. Damit kann ein effektiver und kostengünstiger Kohleausstieg erfolgen. Die im jetzigen Ausstiegsvorschlag³⁷ vorgesehenen ordnungspolitischen Vorgaben und Entschädigungszahlungen könnten damit erheblich reduziert werden oder teilweise sogar wegfallen. Dies ist von großer Bedeutung für das Gelingen der Energiewende, da ein rascher und vollständiger Strukturwandel im Stromsektor (vgl. Abschnitt 3), bei dem EE-Strom zum „Hauptenergieträger“ einer klimaverträglichen Energieversorgung wird, von zentraler Bedeutung ist. Durch die erheblichen Kostenvergünstigungen beim Strom würde EE-Strom zugleich der notwendige Zugang zum Wärme- und Verkehrssektor erheblich erleichtert.

³⁶ BDEW-Strompreisanalyse, Mai 2018; BMWi- Zahlen und Fakten; Energiedaten; Januar 2019

³⁷ Abschlussbericht der Kohle-Kommission: „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Berlin, Januar 2019

Im Wärmebereich erleichtert die CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe die Einleitung einer „Wärmewende“, also einer verstärkten energetischen Altbausanierung, einer Beschleunigung des EE-Ausbaus und einen rascheren Ausbau von Wärmenetzen, die für den verstärkten Ausbau der KWK, die Sektorkopplung (Power to Heat) und den verstärkten EE-Einsatz erforderlich sind. Allerdings reicht ein Einstiegswert von 50 €/tCO₂ nicht aus, für den dazu notwendigen Anschub allein zu sorgen. Deshalb muss die konkrete Ankündigung eines zukünftig steigenden CO₂-Preises unverzichtbarer Bestandteil einer CO₂-Bepreisungsstrategie sein. Dies gilt in noch größerem Ausmaß für den Verkehrssektor.

11. Zeitlicher Verlauf des Aufkommens einer CO₂-Bepreisungsstrategie und Verwendungsmöglichkeiten

Mit dem Aufkommen aus einer CO₂-Abgabe, die definitionsgemäß nur aus dem Einsatz fossiler Energieträger stammt, können die Zwecke der derzeitigen Energiesteuern und Umlagen gleichwertig aber wesentlich effektiver als heute erfüllt werden. Da sich (EE-) Strom für die Mehrzahl der Endverbraucher deutlich verbilligt, fossile Wärme und Kraftstoffe sich verteuern, wird mit einer CO₂-Abgabe eine marktwirtschaftlich „optimale“ Lenkung der Energiewende erreicht, ohne das Gesamtsystem mit ordnungsrechtlichen Vorgaben, kleinteiligen Förderinstrumenten und sektor- oder gruppenspezifischen Zielvorgaben überfrachten zu müssen. Auf letztere wird man zwar – vor allem kurzfristig- nicht völlig verzichten können, längerfristig können sie aber deutlich reduziert werden.

Ein (stetig steigendes) CO₂-Preissignal ist das mächtigste, mit einer erheblichen Breitenwirkung versehene Instrument, das man zur Umsetzung der Energiewende und der Klimaschutzziele einsetzen kann. Das Aufkommen aus der CO₂-Bepreisung erlaubt die Finanzierung der EEG- und der KWK-Umlage, solange diese noch erforderlich sind. Der verbleibende Teil des Aufkommens kann, ebenso wie das derzeitige Aufkommen aus Energiesteuern (2018 = 11 Mrd. €/a; ohne Kraftstoffsteuer), zur Finanzierung von Staatsaufgaben und damit u.a. auch zur Milderung sozialer Härten und/oder zur Unterstützung emissionsarmer Industrieprozesse oder anderer klimarelevanter Innovationen eingesetzt werden. Auch eine Kombination mit Pro-Kopf-Rückzahlungsmodellen, wie sie in der Schweiz oder Schweden praktiziert werden, ist möglich. Dieses transparente Steuerungsinstrument kann die notwendige Flexibilität und Schnelligkeit bei der permanent notwendigen Anpassung und Neujustierung des Transformationsprozesses im Energiebereich bis zur völligen „Dekarbonisierung“ um die Jahrhundertmitte gewährleisten. Nur dadurch kann die erforderliche Sektorkopplung, d.h. das Vordringen von EE-Strom im Wärme- und im Verkehrssektor angestoßen und aufrechterhalten werden. Insbesondere für die längerfristig erforderlichen „Power to Gas“-Technologien ist eine Einbeziehung der vollen Klimaschadenskosten ihrer fossilen Konkurrenten“ unerlässlich, wenn sie sich auf dem Energiemarkt ohne ständige Förderung durchsetzen sollen

Der zeitliche Verlauf der Aufkommenshöhe einer CO₂-Abgabe in Deutschland wird in **Abbildung 21** für den im Szenario KLIMA-19 OPT berechneten fossilen Energieverbrauch dargestellt. Die daraus resultierenden THG-Emissionen sind in **Abbildung 11** nach den eingesetzten Primärenergieträger wiedergegeben. Vorausgesetzt ist ein stetiger Anstieg, beginnend mit 50 €/a in 2020, zunächst mit einer Begrenzung des Aufkommens, ab 2030 linear steigend mit 5 €/t bis auf 180 €/t im Jahr 2050 (**Abbildung 22, links; grüne Linie**). Die fixierte Aufkommenshöhe von 35,7 Mrd. €/a, entspricht dem heutigen Aufkommen an EEG- und KWK-Umlage, sowie den Einnahmen aus Strom- Erdgas- und Heizölsteuer (vgl. Tabelle 9). Nach 2030 sinkt sie stetig wegen der deutlichen

Reduktion der THG-Emissionen. Abbildung 21 (links) zeigt die Aufteilung nach fossilen Primärenergien; die rechte Abbildung nach den erzeugten bzw. genutzten Energiearten. Wegen des Kohleausstiegs gehen die „Erträge“ aus der fossilen Stromerzeugung nach 2025 rasch zurück, nach 2035 stammen sie nur noch aus Erdgaskraftwerken (und einem Sockel aus sonstigen Brennstoffen, insbesondere Müll).

Die Angaben zwischen 2015 und 2019 zeigen die Auktionserlöse aus dem bestehenden Emissionshandel. Wegen des deutlichen Anstiegs erreichten sie in 2018 einen Höchstwert von 2,58 Mrd. €/a. Seit 2008 wurden insgesamt 10,4 Mrd. € Erlöst; in der gesamten dritten Handelsperiode Periode 2012 -2018 zusammen 7,41 Mrd. €³⁸. Diese Erlöse fließen in den Energie- und Klimafond (EKF); mit diesen Mitteln werden nationale und internationale Projekte der Klimaschutzinitiative der Bundesregierung finanziert.

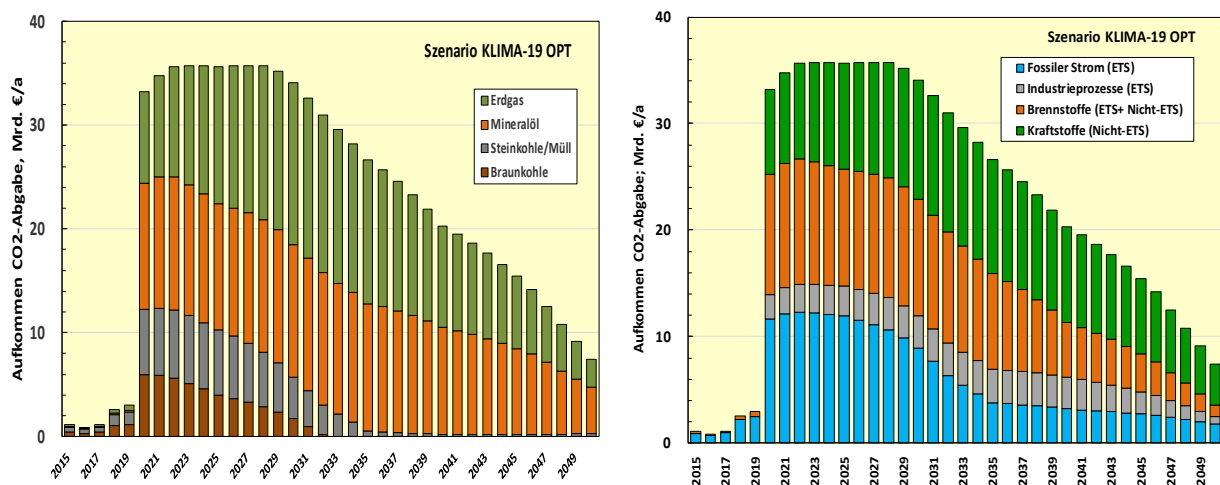


Abbildung 21: Verlauf des Aufkommens einer CO₂-Steuer (bzw. CO₂-Mindestpreis im ETS) im Szenario KLIMA-18 OPT bei steigendem CO₂-Preis von 50 €/t (2020) bis 180 €/t (2050); links: nach fossilen Primärenergieträgern, rechts: nach eingesetzten Energiearten bzw. -nutzungen (Werte 2015-2019 Auktionserlöse aus dem ETS; 2019 geschätzt)

Mit dem hier vorgeschlagenen Anstieg des CO₂-Preises wird mittelfristig – verglichen mit dem gegenwärtigen Zustand – eine **aufkommensneutrale Finanzierung** (bis ca. 2030) des Strukturwandels in der Energieversorgung sichergestellt, obwohl der Einsatz fossiler Energieträger erheblich abnimmt. Das kumulierte Aufkommen zwischen 2020 und 2050 beläuft sich bei diesem linearen Anstieg des CO₂-Preises auf 800 Mrd. €. Es repräsentiert einen Teil (~ 40%) der ohne aktiven Klimaschutz in diesem Zeitraum sonst eintretenden Klimaschäden. Das Aufkommen – mit der mittels der CO₂-Bepreisung die Klimaschadenskosten in den Energiepreisen „sichtbar“ gemacht werden – kann dazu genutzt werden, die zur Umsetzung des Szenarios notwendigen klimafreundliche Investitionen und technische Innovationen in die „richtige“ Richtung zu lenken. 60% der für dieses Szenario ermittelten volkswirtschaftlichen Mehrkosten (vgl. Abbildung 14) können damit finanziert werden. Mit diesem Verlauf des CO₂-Preises bewegt man sich immer

³⁸ Daten nach Jahresbericht 2018: Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. UBA/DEHSt, Berlin, Februar 2019

noch im unteren Bereich der vom Umweltbundesamt³⁹ ermittelten Schadenskosten des Klimawandels. Ein rascherer Anstieg des CO₂-Preises auf das Niveau der Schadenskosten ist durchaus möglich. Das kann insbesondere von Bedeutung sein, wenn sich eine weitere Beschleunigung des Strukturwandels als notwendig erweist. Damit würden um 2030 mehr Mittel zur Unterstützung von Umstrukturierungsmaßnahmen zu Verfügung stehen (**Abbildung 22 links, braune Kurve**). Der CO₂-Preis von 180 €/t wäre bereits im Jahr 2036 erreicht. Bei diesem Verlauf beträgt das bis 2050 kumulierte Aufkommen 910 Mrd. €, was bereits 70% der volkswirtschaftlichen Mehrkosten des Szenarios entspricht. Das Beispiel zeigt, dass eine einmal etablierte CO₂-Bepreisung prinzipiell flexibel justierbar ist und an verschiedene Herausforderungen angepasst werden kann.

Nach dem Vorschlag des CO₂ Abgabe e.V. dient der größte Teil dieses Aufkommens aus einer CO₂-Besteuerung einer Gegenfinanzierung der **EEG-Umlage** (2018 = 23,8 Mrd. €/a) und der KWKG-Umlage (2018 = 1 Mrd. €/a)⁴⁰. Erstere **sinkt** trotz des im Szenario KLIMA-19 OPT notwendigen starken weiteren Ausbau der EE-Stromerzeugung **deutlich** wegen weiterer Kostensenkungen bei der EE-Stromerzeugung sowie durch den aus einer CO₂-Abgabe, bzw. eines entsprechenden CO₂-Mindestpreises im ETS, resultierenden Anstieg des Börsenstrompreises und dem absehbaren Herausfallen der Altanlagen (**Abbildung 22, rechts**). Bis 2025 sinkt sie nur leicht bis auf 22 Mrd. €/a, danach deutlich und läuft kurz nach 2040 aus (vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt 3, Abbildung 6). Auch die – vergleichsweise geringe - KWKG-Umlage sinkt entsprechend.

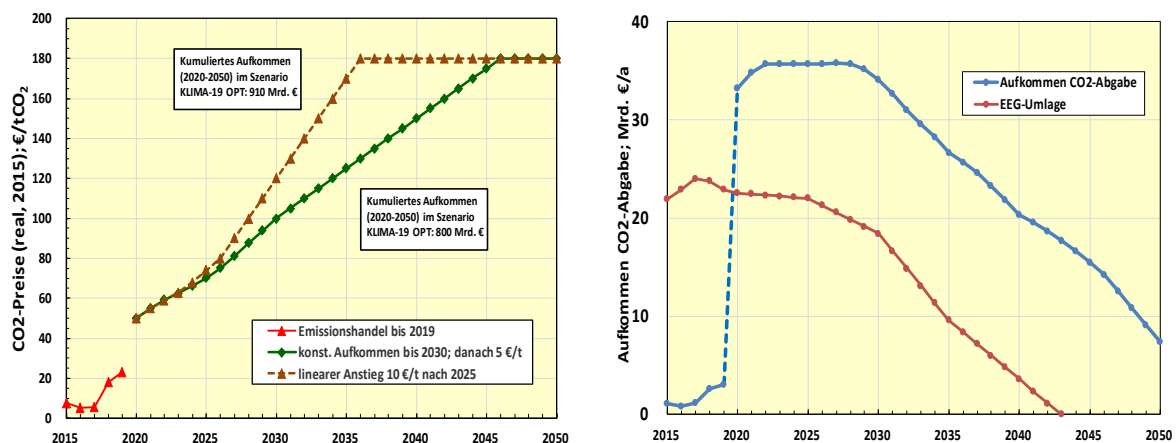


Abbildung 22: Zwei mögliche Anstiege des CO₂-Preises bis auf 180 €/t mit kumulierten Volumina von 800 bzw. 910 Mrd. € (links); Aufkommen einer CO₂-Bepreisung im Szenario KLIMA-19 OPT (bis 2019 ETS) bei gedeckeltem Aufkommen bis etwa 2030, danach linearem CO₂-Preisanstieg (grüne Kurve in linker Abbildung) und Verlauf der EEG-Umlage bei hohem EE-Ausbau im Szenario KLIMA-19 OPT (rechts).

Die verbleibende Differenz zum gesamten CO₂-Aufkommen steigt bei dem vorgeschlagenen linearen Anstieg des CO₂-Preises von zunächst 10,6 Mrd. €/a (2020) bis 2035 auf 17 Mrd. €/a und sinkt bis 2045 (15,4 Mrd. €/a) kaum ab. **Sie sichert damit für einen langen Zeitraum über die Gegenfinanzierung der EEG-Umlage hinaus das bisherige Steueraufkommen im Bundeshaushalt in eher höherem Umfang als die derzeitigen Strom- und Brennstoffsteuern (2018 = 11**

³⁹ UBA (2018): „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten – Methodische Grundlagen und Datensätze“, Dessau 21. Nov. 2018

⁴⁰ CO₂-Abgabe e.V.: „Welchen Preis haben und brauchen Treibhausgase?“ Diskussionspapier; Freiburg, Juni 2017; CO₂-Abgabe e.V.: „Energiesteuern klima- und sozialverträglich gestalten.“ Kurzstudie in Zusammenarbeit mit dem Institut für Soziologie, LMU München, Freiburg, Januar 2019

Mrd. €/a). Es bestehen also auch weitere Verwendungsmöglichkeiten für zusätzliche Förderprogramme, für Ausgleichsmaßnahmen für besonders belastete Industrieunternehmen und für soziale Härtefälle. Auch eine weitere Verwendung im Rahmen des jetzigen Energie- und Klimafonds der Bundesregierung kann berücksichtigt werden. Damit lassen sich die zum Klimaschutz notwendigen technischen Innovationen in ausreichendem Umfang gezielt mobilisieren und in die gewünschte Richtung lenken. Die angestellten Modellrechnungen zeigen eindeutig, dass ein allgemeiner CO₂-Preis ein sehr flexibles und wirkungsvolles Instrument ist, verschiedene Anliegen einer Volkswirtschaft effektiv zu unterstützen.

In den bisherigen Ausführungen zum Aufkommen aus einer allgemeinen CO₂-Bepreisung wurde nicht zwischen den **ETS-Sektoren und den Nicht-ETS-Sektoren** unterschieden. Für beide Bereiche wurde auch ein einheitlicher CO₂-Preis angenommen. Für die praktische Umsetzung wird man beiden Bereiche jedoch getrennt behandeln. Ein weiterentwickelter ETS (mit CO₂-Mindestpreis; Ausrichtung der jährlich zu reduzierenden Emissionsberechtigungen am Paris-Ziel (Reduktion > 3,3%/a) kann die notwendige THG-Reduktion in der Energiewirtschaft und den großen Industrieanlagen sicherstellen, falls diese Ertüchtigung rasch genug umgesetzt wird. Für die Nicht-ETS-Sektoren ist jedoch eine Reform der bestehenden Energiesteuern in Verbindung mit steigenden CO₂-Preisen die effektivere Lösung, da sie im ersten Schritt national durchgeführt werden kann und damit prinzipiell bereits 2020 in Kraft treten kann. Die Höhe des CO₂-Preises und sein jährlicher Anstieg können dabei auch unterschiedlich ausfallen und sich an den jeweiligen CO₂-Vermeidungskosten der Bereiche orientieren. Die parallele Ausgestaltung beider Instrumente stellen keinen Widerspruch dar, sie dient vielmehr der Optimierung und Beschleunigung des notwendigen THG-Reduktionsprozesses.

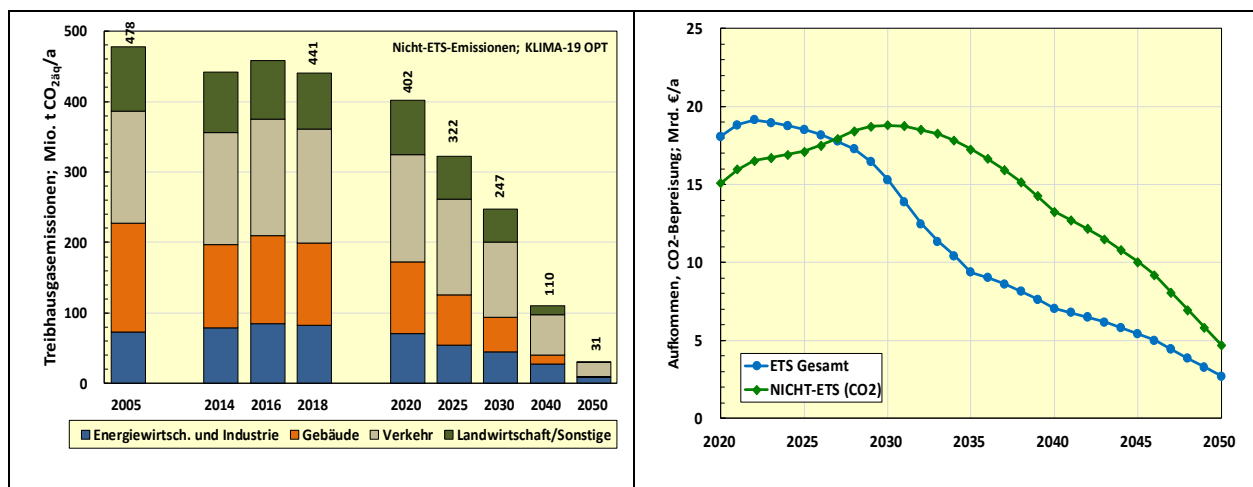


Abbildung 23: Treibhausgasemissionen der Nicht-ETS Sektoren, ab 2020 gemäß Szenario KLIMA-19 OPT (links); Aufkommen aus einer allgemeinen CO₂-Bepreisung (vgl. Abb.22, rechts) getrennt nach ETS und Nicht-ETS-Sektoren

Die nicht dem ETS unterliegenden THG-Emissionen stammen aus dem fossilen Energieeinsatz in Gebäuden und für Prozesswärme im Gewerbe und in (kleineren) Industrieanlagen sowie in kleineren Kraft- und Heizkraftwerken (< 20 MW). Hinzu kommt der Verkehrssektor, sowie die THG-Emissionen der Landwirtschaft und der Abfallwirtschaft. In 2018 beliefen sie sich auf insgesamt 441 Mio. t CO_{2äq}/a (**Abbildung 23 links**), was 47% der gesamten THG-Emissionen Deutschlands entspricht. Gegenüber 2005 sind sie mit -4% deutlich geringer gesunken als die THG-Emissionen im ETS (-17%; vgl. Abbildung 17). Dieser geringe Wert ist ein Indikator für die

bisherigen Versäumnisse der Bundesregierung beim Klimaschutz in diesen Sektoren. Im Rahmen der EU Climate Action Regulation hat sich Deutschland jedoch verpflichtet, die Nicht-ETS-Emissionen bis 2030 um 38% ggü. 2005 zu reduzieren, beginnend mit 431 Mio. t CO_{2äq}/a in 2021⁴¹. Dazu muss der **Minderungstrend** (jährliche Minderung 15 Mio. t CO_{2äq}/a) gegenüber der Vergangenheit **verfünffacht** werden. Wird die Reduktion nicht erreicht, muss die Bundesregierung Emissionsberechtigungen zwischen 30 und 60 Mrd. € aus anderen EU-Ländern kaufen. Vor dem Hintergrund der notwendigen Reduktionen gemäß dem Paris-Ziel ist der Handlungsdruck jedoch noch erheblich größer. Die beschlossene **-38%-Reduktion im Nicht-ETS-Bereich reicht nicht aus**, die aus Klimaschutzziel notwendige Gesamtreduktion der THG-Emissionen von -68% (ggü. 1990; bezogen auf 2005 entspricht dies einer Minderung um 60%) bis 2030 zu erreichen (vgl. Tabelle 8; Abbildung 17). Im Szenario KLIMA-19 OPT ist dazu **im Nicht-ETS-Bereich eine Reduktion ggü. 2005 um -48%** erforderlich (**Abbildung 23, links**; 2030 = 247 Mio. t CO_{2äq}/a). Dabei ist bereits vorausgesetzt, dass der ETS-Sektor durch den beschleunigten Kohleausstieg bis 2030 eine THG-Minderung von -70% ggü. 2005 erreicht. Das macht deutlich, dass im Nicht-ETS-Bereich jetzt sehr rasch ein wirkungsvolles Instrument den wesentlichen Beitrag zur notwendigen THG-Minderung von jährlich 18 Mio. t CO_{2äq}/a liefern muss. Dies kann nur ein angemessener nationaler CO₂-Preis im Rahmen einer Energiesteuerreform sein.

Bei einem Einstiegspreis von 50 €/t liegt das Aufkommen aus der Besteuerung des Nicht-ETS - Bereichs im Jahr 2020 bei 15 Mrd. €/a (**Abbildung 23, rechts**) und damit bei 45% des in Abbildung 21 dargestellten Gesamtaufkommens von 33,2 Mrd. €/a. Es steigt – mit dem in Abbildung 22 angenommenem CO₂-Preisanstieg (grüne Kurve) – auf ein Maximum von knapp 19 Mrd. €/a in 2030. Bei gleichem Verlauf des CO₂-Preises im ETS ist das Aufkommen in 2020 mit 18 Mrd. €/a zunächst höher. Es sinkt jedoch wegen des Kohleausstiegs bis 2035 relativ rasch und ist in 2035 mit rund 9 Mrd. €/a nur noch halb so groß wie das Aufkommen aus dem Nicht-ETS-Bereich. Bei der aus pragmatischen Gründen naheliegenden Unterteilung in ETS (mit CO₂-Mindestpreis) und einer CO₂-Bepreisung im Nicht-ETS mittels einer CO₂-Steuer sind verschiedene Ausgestaltungsvarianten möglich (**Tabelle 11**). Die erste Variante stellt die bisher behandelte Ausgestaltung dar. Bei gleichem CO₂-Preis wird der aufkommensneutrale Gesamtbetrag aus ETS und Nicht- ETS-Bereich zur Gegenfinanzierung von EEG- und KWK-Umlage (2018 = 24,8 Mrd. €/a) und als „Ersatz“ für Strom-, Erdgas- und Heizölsteuer (2018 = 11 Mrd. €/a) eingesetzt.

Tabelle 11: Aufkommen aus einer CO₂-Bepreisung im Einstiegsjahr 2020 bei unterschiedlicher Ausgestaltung der CO₂-Preise im ETS und im Nicht-ETS-Bereich

	(1) Aufkommensneutral, gleicher CO ₂ -Preis		(2) Aufkommensneutral, differenziertere Lenkungswirkung		(3) Gegenfinanzierung Strombelastung aus Nicht-ETS	
	CO ₂ -Preis €/t	Aufkommen Mrd. €/a	CO ₂ -Preis €/t	Aufkommen Mrd. €/a	CO ₂ -Preis €/t	Aufkommen Mrd. €/a
ETS	50	18,1	35	12,7	35	12,7
Nicht-ETS	50	15,1	70	21,1	105	31,7
Gesamt	(50)	33,2	(51)	33,8	(67)	44,4

⁴¹ AGORA 2019: „15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz“. Impulspapier Agora Energiewende & Agora Verkehrswende, Berlin, April 2019;

Um die Lenkungswirkung im Wärme- und Verkehrssektor noch zu steigern kann dort mit höheren CO₂-Preisen eingestiegen werden (z. B. 70 €/t; Variante 2). Um trotzdem aufkommensneutral zu sein, wird der ETS-Mindestpreis auf rund 35 €/t reduziert. Dies ist das Mindestpreisniveau, bei dem Braunkohlekraftwerke aus Kostengründen außer Betrieb gehen würden. Will man ETS und Nicht-ETS-Bereich bei der Aufkommensverwendung völlig trennen und trotzdem die gewünschte Gegenfinanzierung der gegenwärtigen Strombelastungen (2018: =31,7 Mrd. €/a) – und die damit mögliche Strompreissenkung - beibehalten (Variante 3), so wäre für eine 100%ige Gegenfinanzierung ein Einstiegspreis von etwa 105 €/t erforderlich⁴². Dies würde die Lenkungswirkung im Wärme- und Verkehrssektor deutlich steigern, die soziale Kompensation (über die Strompreissenkung hinaus) müsste jedoch sehr sorgfältig gestaltet werden. Aber auch eine teilweise Gegenfinanzierung bei niedrigerem Einstiegspreis kommt infrage; ebenso eine Kombination verschiedener Rückzahlungsmöglichkeiten⁴³

Generell trägt das Aufkommen aus einer CO₂-Bepreisung zu Ressourcenschonung und zum Klimaschutz bei und stimuliert durch entsprechende Preissignale einen stabilen Strukturwandel der Energiewirtschaft in allen Sektoren. Einstiegshöhe und Anstiegsgradient können an die erforderliche Lenkungswirkung, an die gewünschte Aufkommenshöhe und an die notwendige Geschwindigkeit der erforderlichen Strukturveränderungen angepasst werden. Am unmittelbarsten stellt sich eine relativ starke Lenkungswirkung im Stromsektor ein, die den Kohleausstieg marktwirtschaftlich effektiv unterstützen kann (insbesondere Änderung der Merit Order, raschere Wirtschaftlichkeit von neuen Anlagen für Wind- und Solarstrom ohne weitere EEG-Unterstützung). Das zeigt bereits der Anstieg des ETS-Preises seit Anfang 2018. Auch im Wärmesektor würden bei dieser Höhe schon verstärkte Anreize zur verstärkten Wärmedämmung, zur Einsparung von Heizwärme und den weiteren Umstieg auf erneuerbare Energien entstehen, allerdings würden zusätzliche Maßnahmen benötigt (z.B. steuerliche Anreize für Gebäudesanierung), um die Strukturveränderungen rasch genug anzustoßen. Für den Verkehrssektor hat ein Einstieg mit 50 €/t zunächst nur eine geringe Wirkung (Ausnahme: Kerosinbesteuerung). Der Anstieg der Lenkungswirkung im Wärme- und mittelfristig auch im Verkehrssektor durch stetig steigende CO₂-Preise erlaubt genügend Anpassungsmöglichkeiten an die erforderlichen Strukturveränderungen. So können kurzfristige Strukturbrüche und unzumutbare sozialen Belastungen vermieden werden. Das zeigen auch die positiven Erfahrungen mit ähnlichen Anstiegspfaden in Schweden - beginnend in 1991 mit 26 €/t auf jetzt 120 €/t - für Brenn- und Kraftstoffe.⁴⁴

Ein langfristig angelegter Anstiegspfad ist zudem am besten geeignet, mittel- bis langfristig auch die notwendigen Investitionen in Maßnahmen mit höheren THG-Vermeidungskosten zu gewährleisten, insbesondere Speichertechnologien und Power to Gas-Anlagen. Gleichzeitig können im Verlauf einer wirksamen CO₂-Bepreisung ordnungspolitische und förderpolitische Maßnahmen und Programme reduziert werden. Damit würden (Investitions-)Hemmnisse abgebaut, z.B. durch den Wegfall von Ausnahmeregelungen, Antrags- und Meldepflichten. Nach weitgehend erfolgter Dekarbonisierung der Energieversorgung (ab etwa 2040) kann die Besteuerungsbasis von THG-Emissionen entkoppelt und (wieder) auf Energiebasis (z.B. Steuer auf EE-Strom als zukünftiger Hauptenergieträger) umgestellt werden.

⁴² Diese Variante wird z.B. vom Umweltministerium Baden-Württemberg vorgeschlagen; vgl. Diskussionspapier Minister Untersteller: „Energiewende reloaded – Strompreise senken; CO₂ einen Preis geben.“ Januar 2019

⁴³ AGORA 2019: „15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz“. Impulspapier Agora Energiewende & Agora Verkehrswende, Berlin, April 2019;

⁴⁴ Johan Frisell, Präsentation beim Parlamentarischen Frühstück, Schwedische Botschaft Berlin, 18.10.2018

Die Einführung einer umfassenden CO₂-Abgabe als CO₂-Mindestpreis im Emissionshandel und in den vom Emissionshandel nicht erfassten Bereichen als Steuersätze mit CO₂-Preiskomponente **stellt eine konsequente Weiterentwicklung der bisherigen Klimapolitik Europas im Sinne der Klimaschutzziele von Paris** dar. Angesichts der Dringlichkeit rasch substantielle THG-Reduktionen zu erreichen, kommt man mit weiteren kleinteiligen Lösungen nicht weiter. Die schwindende Glaubwürdigkeit in die Klimapolitik kann nur noch durch umfassende und weitreichende Reformen und Maßnahmen wiederhergestellt werden. Den eingegangenen internationalen Verpflichtungen und den eigenen (bisher verfehlten) Zielen müssen nun rasch konkrete Umsetzungsstrategie folgen. Es gilt, die Mahnungen zahlreicher Experten und den wachsenden Unmut der jungen Generation⁴⁵ endlich ernst zu nehmen. Für die Einführung einer allgemeinen CO₂-Steuer (durchaus in Verbindung mit einem entsprechend ertüchtigten Emissionshandel auf der Basis eines CO₂-Mindestpreises) gibt es keine grundsätzlichen Hemmnisse, die bei gutem Willen nicht zu überwinden wären. Angesichts der inzwischen allgemein anerkannten erheblichen Vorteile einer CO₂-Bepreisung und ihrer transparenten und marktwirtschaftlich optimalen Wirkung bei der „Dekarbonisierung“ von Volkswirtschaften, wäre es insbesondere für Deutschland – als wohlhabendes und wirtschaftlich starkes Land - dringend notwendig als entscheidender Impulsgeber voranzugehen und damit möglicherweise wieder eine führende Rolle beim globalen Klimaschutz zu erreichen. Das in diesem Jahr zu erarbeitende **Klimaschutzgesetz der Bundesregierung muss substantielle Beschlüsse dazu enthalten**. Auf für die Einbindung anderer Länder ist die Gelegenheit günstig, da es in mehreren europäischen Ländern schon eingeführte CO₂-Besteuerungsinstrumente gibt.

⁴⁵ Zahlreiche „Fridays for Future“-Demonstrationen; vgl. u.a. Luisa Neubauer: „Informiert euch!“ DIE ZEIT Nr. 20 vom 9. Mai. 2019; Aufruf der Scientists for Future mit derzeit rund 27 000 Unterschriften u.v.a.

Der Autor:



Joachim Nitsch, Jahrgang 1940, wohnhaft in Stuttgart, Studium des Maschinenbaus und der Luft- und Raumfahrttechnik an der Universität Stuttgart, 1966 Diplom-Ingenieur, 1971 Promotion an der RWTH Aachen. Seit 1973 wissenschaftliche Arbeiten im Energiebereich, von 1976 bis 2005 Leiter der Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“ am Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Stuttgart. Seit 2006 Gutachter und Berater für innovative Energieversorgungssysteme und Klimaschutzstrategien.

Ausgewählte Bücher: Winter, Nitsch: „Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft“, Springer-Verlag 1986; Nitsch, Luther: „Energieversorgung der Zukunft“, Springer-Verlag, 1990; Altner, Dürr, Michelsen, Nitsch: „Zukünftige Energiepolitik“, Economica-Verlag, 1995; zahlreiche Energiestudien, u.a. Hauptautor der Studie „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien“ für das Umweltbundesamt, 2000; Hauptautor der Leitstudien „Erneuerbaren Energiesysteme“ für das Bundesumweltministerium in den Jahren 2004 bis 2012. 2005 Solarpreis der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS); 2010 Deutscher Solarpreis von EUROSOLAR, Sonderpreis für persönliches Engagement. Seit 2017 Beirat im CO₂-Abgabe e.V.
jo.nitsch@t-online.de Joachim.nitsch@co2abgabe.de

12. Anhang: Eckdaten zu den Szenarien TREND-18; KLIMA-18 PLAN und KLIMA-18 OPT und Vergleiche

A) Übersicht

Tabelle A1: Ausgewählte Ist-Werte und Zielwerte 2020

IST - Werte	2008	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Ziel 2020
THG-Emissionen*)									
Absolut; Mio.t CO ₂ äquiv./a	975	925	942	903	907	911	907	866	750
Reduktion ggü. 1990; %	-22,1	-26,1	-24,8	-27,9	-27,6	-27,2	-27,6	-30,8	-40
CO₂-Emissionen **)									
Gesamt; Mio.t CO ₂ /a	854	815	833	794	798	802	798	760	630
Reduktion ggü. 1990; %	-18,7	-22,4	-20,7	-24,4	-24,0	-23,6	-24,0	-27,6	(-40)
nur Stromerzeugung; Mio.t CO ₂ /a	330	323	327	314	306	301	286	277	
Reduktion ggü. 1990; % ***)	-7,6	-9,5	-8,4	-12,0	-14,3	-15,7	-19,9	-22,4	
Effizienz									
Primärenergieverbrauch; PJ/a	14380	13447	13822	13180	13262	13491	13440	12963	11500
Reduktion bez. auf 2008; %	0,0	-6,5	-3,9	-8,3	-7,8	-6,2	-6,5	-9,9	-20
Endenergieverbrauch; PJ/a	9159	8919	9179	8699	8898	9060	9193	8733	(7810)
Reduktion bez. auf 2008; %	0,0	-2,6	0,2	-5,0	-2,8	-1,1	0,4	-4,7	
Bruttostromverbrauch; TWh/a	619	607	605	592	597	597	599	596	557
Reduktion bez. auf 2008; %	0,0	-2,0	-2,3	-4,4	-3,7	-3,6	-3,3	-3,8	-10
Endenergie Verkehr; PJ/a	2571	2560	2612	2616	2620	2690	2620	2583	2314
Reduktion bez. auf 2008; %	0,0	-0,4	1,6	1,8	1,9	4,6	1,9	0,5	-10
EE-Zubau									
EE-Endenergie; PJ/a	970	1267	1288	1320	1394	1389	1503	1542	1460
Anteil an Endenergie; %	10,6	14,2	14,0	15,2	15,7	15,3	16,3	17,7	18,7****)
EE-Strom; TWh/a	94,3	143,0	152,3	162,5	188,8	189,7	216,3	225,7	195
Anteil an Bruttoverbrauch; %	15,2	23,6	25,2	27,4	31,6	31,8	36,1	37,9	35
EE-Wärme; PJ/a *****)	503	629	627	619	606	599	615	615	
Anteil am Wärmeverbrauch; %	7,8	12,1	12,2	12,4	12,9	13,2	13,6	14,2	14
*) 1990 = 1252 Mio. t CO ₂ äquiv									
**) Energie und Prozesse (1990 = 1052 Mio. t CO ₂)									
Balancen; 25.4.2019									
***) 1990 = 357 Mio. t CO ₂ /a;									
****) 18% bezogen auf Brutto-Endenergieverbrauch lt. EU-Richtlinie 2009/28/EG									
*****) ohne EE-Strom für Wärmezwecke () aus Zielvorgaben abeleitete Werte									

Tabelle A2: Zielwerte und Szenariodaten für die Jahre 2020, 2030 und 2050

	2016	2017	2018	Energie- konzept 2020	Szenarien 2020		
					TREND-19	KLIMA-19	KLIMA-19
					PLAN	OPT	
THG-Emissionen							
Gesamte THG-Emissionen (1990 = 1252 Mio. t CO ₂ eq/a)	911	907	866	751	819	791	764
Reduktion bez. auf 1990; (%)	-27,2	-27,6	-30,8	-40,0	-34,6	-36,8	-39,0
Energieverbrauch							
Primärenergieverbrauch (PJ/a)	13491	13440	12963	11500	12612	12457	12299
Bruttoendenergieverbr. (PJ/a)*	9377	9515	9039	(8100)	8839	8780	8660
Bruttostromverbrauch (TWh/a)	597	599	596	557**	599	599	602
Endenergie Verkehr (PJ/a)	2690	2620	2583	2314	2562	2560	2509
Raumwärme + WW(PJ/a)	2491	2350	2346	2300	2275	2255	2215
EE-Energiebeiträge							
EE-Endenergie (PJ/a)	1389	1503	1542	1460	1623	1661	1687
Anteil an Bruttoendverbr. (%)	14,8	15,8	17,1	18,0	18,4	18,9	19,5
EE-Strom (TWh/a)	190	216	226	195	246	252	259
Anteil an Bruttoverbrauch (%)	31,8	36,1	37,9	35,0	41,1	42,1	43,0
EE-Wärme (PJ/a)***)	599	615	615		634	646	648
Anteil an Wärmeverbrauch (%)****)	13,2	13,6	14,2	14,0	15,1	15,6	15,9
EE-Kraftstoffe (PJ/a)	108	109	114		115	117	118
Anteil an Endenergie Verkehr(%)****)	4,0	4,2	4,2		4,5	4,6	4,7
Kraft-Wärme-Kopplung							
KWK- Strom, TWh/a	117,2	118,0	118,8	139	121	121	122
Anteil an Bruttoverbrauch (%)	19,6	19,7	19,9	25,0	20,1	20,2	20,2

*) Bruttoendenergieverbrauch = 1,03 x Endenergieverbrauch

Bilanzen; 25.4.2019

**) ohne Berücksichtigung neuer Einsatzfelder für EE-Strom (Elektromobilität, neue Wärmenutzung, Power to Gas)

***) ohne Stromeinsatz für Wärmezwecke; ****) ohne () aus Zielvorgaben abgeleitete Werte

	2016	2017	2018	Energie- konzept 2030	Szenarien 2030		
					TREND-19	KLIMA-19	KLIMA-19
					PLAN	OPT	
THG-Emissionen							
Gesamte THG-Emissionen (1990 = 1252 Mio. t CO ₂ eq/a)	911	907	866	564	698	543	400
Reduktion bez. auf 1990; (%)	-27,3	-27,6	-30,8	-55,0	-44,2	-56,6	-68,1
Energieverbrauch							
Primärenergieverbrauch (PJ/a)	13491	13440	12963	10065	11361	10497	9212
Bruttoendenergieverbr. (PJ/a)*	9377	9515	9039	(7550)	8386	7938	7027
Bruttostromverbrauch (TWh/a)	597	599	596	525**	604	650	660
Endenergie Verkehr (PJ/a)	2690	2620	2583	1535	2494	2341	2048
Raumwärme + WW (PJ/a)	2491	2350	2346		2060	1955	1700
EE-Energiebeiträge							
EE-Endenergie (PJ/a)	1389	1503	1542	2265	1871	2308	2646
Anteil an Bruttoendverbr. (%)	14,8	15,8	17,1	30,0	22,3	29,1	37,7
EE-Strom (TWh/a)	190	216	226	263**)	320,5	418	502
Anteil an Bruttoverbrauch (%)	31,8	36,1	37,9	50,0	53,1	64,3	76,1
EE-Wärme (PJ/a)***)	599	615	615		630	792	860
Anteil an Wärmeverbrauch (%)****)	13,2	13,6	14,2		16,4	22,2	28,6
EE-Kraftstoffe (PJ/a)	108	109	114		139	198	205
Anteil an Endenergie Verkehr(%)****)	4,0	4,2	4,2		5,6	8,5	10,0
Kraft-Wärme-Kopplung							
KWK- Strom, TWh/a	117,2	118,0	118,8		119	125	125
Anteil an Bruttoverbrauch (%)	19,6	19,7	19,9		19,7	19,2	18,9

*) Bruttoendenergieverbrauch = 1,03 x Endenergieverbrauch

Bilanzen; 25.4.2019

**) ohne Berücksichtigung neuer Einsatzfelder für EE-Strom (Elektromobilität, neue Wärmenutzung, Power to Gas)

***) ohne Stromeinsatz für Wärmezwecke ****) ohne Stromeinsatz für Wärmezwecke

	2016	2017	2018	Energie- konzept 2050	Szenarien 2050		
					TREND-19	KLIMA-19 PLAN	KLIMA-19 OPT
THG-Emissionen							
Gesamte THG-Emissionen (1990 = 1252 Mio. t CO ₂ eq/a)	911	907	866	63 +++)	511	241	46
Reduktion bez. auf 1990; (%)	-27,2	-27,6	-30,8	-95,0	-59,2	-80,8	-96,3
Energieverbrauch							
Primärenergieverbrauch (PJ/a)	13491	13440	12963	7190	9982	8686	6628
Bruttoendenergieverbr. (PJ/a)*	9377	9515	9039	(4750)	7554	6707	4771
Bruttostromverbrauch (TWh/a)	597	599	596	495**)	682	887	970
Endenergie Verkehr (PJ/a)	2690	2620	2583	2055	2201	1806	1328
Raumwärme + WW (PJ/a)	2491	2350	2346		1840	1670	971
EE-Energiebeiträge							
EE-Endenergie (PJ/a)	1389	1503	1542	2730	2118	3557	4067
Anteil an Bruttoendverbr. (%)	14,8	15,8	17,1	60,0	28,0	53,0	85,2
EE-Strom (TWh/a)	190	216	226	400**)	435	793	937
Anteil an Bruttoverbrauch (%)	31,8	36,1	37,9	80,0	63,8	89,4	96,6
EE-Wärme (PJ/a)***)	599	615	615		600	1246	1406
Anteil an Wärmeverbrauch (%)***)	13,2	13,6	14,2		17,7	41,6	87,7
EE-Kraftstoffe (PJ/a)	108	109	114		355	540	654
Anteil an Endenergie Verkehr(%)****)	4,0	4,2	4,2		17,5	31,7	58,3
Kraft-Wärme-Kopplung							
KWK- Strom, TWh/a	117,2	118,0	118,8		110	117	121
Anteil an Bruttoverbrauch (%)	19,6	19,7	19,9		16,2	13,2	12,5

*) Bruttoendenergieverbrauch = 1,03 x Endenergieverbrauch

Bilanzen; 25.4.2019

**) ohne Berücksichtigung neuer Einsatzfelder für EE-Strom (Elektromobilität, neue Wärmenutzung, Power to Gas)

***) ohne Strominsatz für Wärmezwecke; ****) ohne EE-Strom für Mobilität

() aus Zielvorgaben abgeleitete Werte; +++) ob. Zielwert, (unt. Zielwert = -80%)

B) Szenario TREND-19

Tabelle B1: Energieverbräuche, insbesondere Beiträge erneuerbarer Energien; CO₂- und THG-Emissionen

	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Primärenergie, PJ/a	14216	13447	13180	13491	12963	12612	11875	11361	10531	9982	9442
Primärenergie EE, PJ/a; 1)	1411	1386	1519	1676	1809	1921	2103	2235	2367	2527	2775
Anteil EE an PEV, %	9,9	10,3	11,5	12,4	14,0	15,2	17,7	19,7	22,5	25,3	29,4
Anteil EE an PEV ohne nicht-energetischen Verbrauch, %	10,7	11,1	12,5	13,4	15,1	16,5	19,3	21,5	24,7	27,9	32,6
Endenergie, PJ/a	9310	8920	8700	9060	8733	8592	8358	8142	7738	7334	6941
Endenergie EE, PJ/a	1100	1267	1319	1390	1542	1623	1773	1871	2006	2118	2236
Anteil EE an EEV, %	11,8	14,2	15,2	15,3	17,7	18,9	21,2	23,0	25,9	28,9	32,2
Anteil EE an BEEV, %; 2)	11,6	13,8	14,7	14,9	17,1	18,3	20,6	22,3	25,2	28,0	31,3
Strom Endenergie, PJ/a	1899	1884	1846	1863	1861	1868	1876	1892	1915	1922	1922
Strom Endenergie EE, PJ/a	379	515	585	683	813	874	1013	1102	1212	1214	1259
Anteil EE, %	19,9	27,3	31,7	36,6	43,7	46,8	54,0	58,3	63,3	63,2	65,5
Wärme Endenergie, PJ/a; 3)	4900	4519	4280	4548	4332	4210	3991	3849	3588	3381	3230
Wärme Endenergie EE, PJ/a	599	629	618	599	615	634	640	630	604	600	623
Anteil EE, %	12,2	13,9	14,4	13,2	14,2	15,1	16,0	16,4	16,8	17,7	19,3
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a; 4)	2511	2517	2574	2649	2540	2514	2491	2401	2234	2031	1788
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	122	123	116	108	114	115	120	139	191	304	355
Anteil EE, %	4,9	4,9	4,5	4,1	4,5	4,6	4,8	5,8	8,5	15,0	19,8
Bruttostromverbrauch, TWh/a; 5)	615	606	592	597	596	599	600	604	622	682	735
EE-Stromerzeugung, TWh/a; 6)	105	143	163	190	226	246	290	321	371	435	509
Anteil EE, %	17,1	23,6	27,4	31,7	37,9	41,0	48,3	53,1	59,7	63,8	69,3
Anteil EE- Inland, %	17,1	23,6	27,4	31,7	37,9	41,0	48,3	52,8	57,9	59,0	61,1
Primärenergie, PJ/a	14216	13447	13180	13491	12963	12612	11875	11361	10531	9982	9442
Erneuerbare Energien	1411	1386	1519	1676	1809	1921	2103	2235	2367	2527	2775
Mineralöl	4684	4527	4494	4566	4443	4294	4042	3781	3363	2947	2616
Kohlen; 7)	3417	3528	3435	3270	2812	2555	2252	1780	1173	896	535
Erdgas	3171	2920	2672	3056	3071	3122	3478	3565	3627	3612	3516
Fossile Energien gesamt	11272	10975	10601	10892	10325	9971	9772	9126	8164	7455	6667
- davon für energetische Zwecke	10238	9999	9611	9928	9345	9006	8812	8171	7219	6525	5747
Kernenergie	1533	1085	1059	923	829	720	0	0	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	831	814	793	802	760	716	680	610	507	444	375
Verringerung seit 1990, %; 8)	21,0	22,7	24,6	23,8	27,8	32,0	35,3	42,1	51,8	57,8	64,3
durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a	119	133	141	159	184	198	207	216	222	231	251
THG-Emissionen, Mio. t CO₂eq/a,	942	925	903	911	866	819	777	698	585	511	432
Verringerung seit 1990, %	24,7	26,2	27,9	27,3	30,8	34,6	37,9	44,3	53,3	59,2	65,5

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode ; einschließlich nichtenergetischen Verbrauch

SZEN TREND-19; 25.4.2019

2) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergie zuzügl. Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraftwerken

3) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz für Wärmebereitstellung

4) Kraftstoffe für gesamten Verkehr, ohne Stromeinsatz

5) einschließlich Strom aus Pumpspeichern; einschl. Strom für EE-Wasserstoff

6) einschl. EE-Strom aus EE-Wasserstoff (ab ca. 2025)

7) einschl. sonstige fossile Brennstoffe (u.a. Kohlegase), fossil/nuklearem Stromimportsaldo und anorganische Abfälle

8) 1990 = 1052 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen + Industrieprozesse + Landwirtschaft)

9) 1990 = 1252 Mio. t CO₂eq/a

Tabelle B2: Einsatz von Erdgas, Kohlen und Mineralöl nach Verwendungsarten

Erdgaseinsatz, PJ/a	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kond. Kraftwerke	129	199	202	242	533	503	548	592	662	732	760	788
Kraft-Wärme-Kopplung	633	786	798	811	835	862	849	836	785	733	666	599
Raumheizung, WW	910	1020	1000	1020	1050	1120	1128	1135	1143	1150	1136	1121
Prozesswärme	690	725	720	740	780	820	830	840	833	825	838	850
Kraftstoffe	20	20	20	23	28	35	38	40	43	45	48	50
NE-Verwendung	99	96	98	97	96	96	95	95	94	93	93	92
Verluste	191	210	233	189	156	129	109	89	61	33	25	16
Primärenergieeinsatz	2672	3056	3071	3122	3478	3565	3596	3627	3619	3612	3564	3516
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	10	24	54	133	222	293	374
Erdgas + Wasserstoff	2672	3056	3071	3122	3478	3575	3620	3681	3753	3834	3857	3890
Kohleeinsatz, PJ/a (Braun- und Steinkohle)	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kond. Kraftwerke	2531	2430	2117	1954	1750	1413	1151	889	782	675	537	400
KWK (einschl. Müll-HKW)	399	380	365	326	244	189	160	131	104	78	70	62
Prozess-, Raumwärme	450	430	340	300	240	150	125	100	75	50	25	0
Verluste	54	29	-11	-24	19	29	41	54	74	93	83	74
Primärenergieeinsatz	3435	3270	2812	2555	2252	1780	1477	1173	1035	896	716	535
Mineralöleinsatz, PJ/a	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kraftwerke	39	30	29	28	16	16	16	16	8	0	0	0
Kraft-Wärme-Kopplung	33	32	37	37	19	6	3	0	0	0	0	0
Raum-, Prozesswärme	976	1087	975	851	668	548	469	391	364	336	331	326
Kraftstoffe	2438	2521	2406	2376	2343	2227	2116	2004	1843	1681	1532	1383
NE-Verwendung	891	868	882	869	864	860	855	851	844	837	833	828
Verluste	117	28	113	134	132	124	113	102	97	92	85	78
Primärenergieeinsatz	4494	4566	4443	4294	4042	3781	3572	3363	3155	2947	2781	2616

SZEN TREND-19; 25.4.2019

Tabelle B3: Struktur des Primärenergieeinsatzes nach Energieträgern und Verbrauchssektoren und Struktur der Endenergie nach Nutzungsarten

Primärenergie, (PJ/a)	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Kernenergie	1533	1085	1059	923	829	720	0	0	0	0	0
Kohlen, Sonstige	3417	3528	3435	3270	2812	2555	2252	1780	1173	896	535
Mineralöl	4684	4527	4494	4566	4443	4294	4042	3781	3363	2947	2616
Erdgas	3171	2920	2672	3056	3071	3122	3478	3565	3627	3612	3516
Biomasse, biog. Abfall	1109	970	1040	1099	1093	1121	1116	1100	987	901	901
Wasser, Erdwärme	101	111	112	124	116	135	167	188	215	238	263
Windenergie	139	186	211	288	402	453	561	649	809	967	1104
Solarstrahlung	62	119	156	165	198	212	259	298	356	421	507
Gesamt	14216	13447	13180	13491	12963	12612	11875	11361	10531	9982	9442
	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Private Haushalte	2676	2427	2188	2376	2250	2195	2097	2044	1920	1806	1733
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	1483	1345	1350	1396	1350	1315	1245	1179	1135	1075	1005
Industrie	2592	2587	2545	2598	2550	2520	2463	2425	2323	2252	2177
Verkehr	2559	2560	2616	2690	2583	2562	2553	2494	2359	2201	2026
NE-Verbrauch	1034	976	990	964	980	965	960	955	945	930	920
Umwandl. Strom	3244	3014	2883	2805	2543	2353	1842	1555	1170	1040	855
Umwandl. Übrige	628	537	607	662	707	702	716	708	678	678	726
Gesamt	14216	13447	13180	13491	12963	12612	11875	11361	10531	9982	9442
davon Endenergie	9234	9127	8700	9060	8733	8592	8358	8142	7738	7334	6941

SZEN TREND-19; 25.4.2019

Endenergie, (PJ/a)	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Raumwärme	2950	2531	2305	2491	2346	2275	2145	2060	1950	1837	1750
Warmwasser	418	462	411	418	405	400	378	372	343	327	312
Prozesswärme	2047	2032	2025	2111	2053	2019	1971	1945	1850	1774	1726
Kraft / Licht/Kommunikation	1336	1334	1343	1350	1346	1336	1310	1271	1235	1195	1127
Kraft mobil (einschl. Strom)	2562	2560	2616	2690	2583	2562	2553	2494	2359	2201	2026
Gesamt	9234	9127	8700	9060	8733	8592	8358	8142	7738	7334	6941
Wärme	5415	5025	4741	5020	4804	4694	4494	4377	4143	3938	3788
Kraft/Licht/Kommunikation/Prozesskälte	3819	4102	3959	4041	3929	3898	3863	3765	3594	3396	3153

SZEN TREND-19; 25.4.2019

Tabelle B4: Eckdaten der Stromversorgung: Erzeugung und Leistung; CO₂-Emissionen

	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Stromerzeugung, TWh/a											
Kernenergie	141	100	97	85	76	67	0	0	0	0	0
Steinkohle, Müll, Pumpsp.	144	140	142	137	107	98	88	77	67	57	40
Braunkohle	146	161	156	150	146	138	123	95	50	35	20
Erdgas, Öl, übr. Gase	98	85	71	91	93	98	135	136	149	160	166
Windenergie	39	52	59	80	112	124	156	179	219	253	279
Fotovoltaik	12	26	36	38	46	50	62	72	80	85	92
Biomasse, Wasser, Erdwärme	55	65	68	72	68	72	72	68	60	55	55
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	2	9	23
Saldo EE-Stromimport	0	0	0	0	0	0	0	2	11	32	61
Bruttostromerzeugung*)	633	629	628	651	647	647	636	629	637	687	735
Bruttostromverbrauch*)	615	606	592	597	596	599	600	604	622	682	735
Endenergie Strom	528	523	513	518	517	519	521	526	532	534	534
Installierte Leistung, GW											
Kernenergie	20,8	12,0	12,0	10,8	9,5	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle, sonst.	35,1	35,1	35,0	32,2	29,1	28,3	25,0	22,1	19,2	16,6	11,7
Braunkohle	21,7	23,2	22,0	21,2	21,2	19,3	17,0	13,4	7,1	5,0	2,9
Erdgas, Öl,	30,9	31,9	32,5	33,5	33,7	33,6	36,1	38,2	38,0	39,9	38,2
Windenergie	26,9	31,0	38,6	49,4	59,0	63,5	73,2	79,5	89,9	96,1	101,7
Fotovoltaik	18,0	34,1	37,9	40,7	46,0	53,9	63,6	73,7	81,9	86,0	92,6
Biomasse, Wasser, Geoth.	10,9	12,5	13,7	13,9	14,1	14,6	15,0	14,5	13,9	13,4	13,6
EE-Wasserstoff							0,0	0,0	0,4	2,3	5,2
Speicher	6,5	6,5	6,7	6,7	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
EE-Importsaldo**)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	2,0	5,4	10,0
Gesamte Bruttoleistung	171	186	198	208	220	228	237	249	259	272	283
Nicht jederzeit einsetzbar ***)	59	81	87	103	117	126	144	160	175	185	198
Gesicherte Leistung, brutto	112	105	112	105	102	102	93	88	85	86	85
Bruttohöchstlast	78	78	78	78	78	78	76	73	70	69	68
Als Reserve verbleibend	33	27	34	27	25	25	16	15	14	17	17
CO₂-Emissionen (Mio. t/a)	316	323	314	301	277	263	256	218	152	117	94
A) CO ₂ -Faktoren, kg/kWh el	0,816	0,836	0,852	0,798	0,803	0,787	0,740	0,707	0,574	0,464	0,415
B) CO ₂ -Faktoren, kg/kWh el	0,499	0,513	0,499	0,462	0,429	0,407	0,403	0,347	0,239	0,170	0,127
*) einschl. Erzeugung in Pumpspeichern, anorganischer Müll u.a. feste Brennstoffe											
**)Technologiemix aus Windenergie, Solarenergie (CSP+PV), Wasserkraft											
***) insbesondere Wind (90-95%), PV(~99%); unvorhergesehen. Ausfälle ; näherungsweise Abschätzung											
A) bezogen auf fossilen Strom; B) bezogen auf gesamte Stromerzeugung											

SZEN TREND-19; 25.4.2019

Tabelle B5: Energieverbrauch und Struktur der Wärmeversorgung

	Struktur der Wärmeversorgung, (PJ/a)					SZEN: TREND -19					
	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Solarkollektoren	20	24	26	28	32	33	37	38	47	54	58
Umweltw., Geotherm.	25	31	38	45	53	63	88	103	122	133	142
Biomasse	554	574	554	526	530	538	515	488	428	378	349
Wasserstoff (KWK, Ind.)	0	0	0	0	0	0	0	1	7	35	74
Fern- +Nahwärme, fos.	480	461	426	452	444	430	410	398	371	305	242
Industr. KWK, fossil	286	242	230	260	258	255	223	203	167	140	118
Gase; direkt	2020	1645	1580	1720	1700	1740	1810	1920	1955	1950	1921
Kohlen; direkt	460	452	450	430	340	300	240	150	100	50	0
Heizöl; direkt	1055	1090	976	1087	975	851	668	548	391	336	326
Stromwärme*)	516	506	461	472	471	484	504	528	555	557	558
Gesamte Wärme	5416	5025	4741	5020	4804	4694	4494	4377	4143	3938	3788
2008 = 100	98,5	91,4	86,2	91,3	87,3	85,4	81,7	79,6	75,3	71,6	68,9
- davon aus EE-Quellen (einschl. Stromanteil)	686	649	663	738	781	820	872	902	931	956	1013
Anteil EE (%)	12,7	12,9	14,0	14,7	16,3	17,5	19,4	20,6	22,5	24,3	26,7
Gesamte Wärme ohne Stromwärme	4900	4519	4280	4548	4332	4210	3991	3849	3588	3381	3231
- davon EE	599	629	618	599	615	634	640	630	604	600	623
Anteil EE (%)	12,2	13,9	14,4	13,2	14,2	15,1	16,0	16,4	16,8	17,7	19,3
KWK-Wärme (fossil, Biomasse, Geoth.)	779	784	756	820	821	818	768	725	660	595	543
Anteil an ges. Wärme, (%)	14,4	15,6	15,9	16,3	17,1	17,4	17,1	16,6	15,9	15,1	14,3

*) Summe aller Einsatzarten von Strom zur Raumwärme-, Warmwasser- und Prozesswärmebereitstellung

SZEN TREND-19; 25.4.2019

Tabelle B6: Energieeinsatz im Verkehr nach Energieträgern und Verkehrsmitteln

	Energieeinsatz im Verkehr; PJ/a					SZEN: TREND -19					
	2010	2012	2014	2016	2020	2025	2030	2040	2050	2060	
Benzin	832	761	763	714	667	688	688	754	728	571	
Diesel	1197	1232	1307	1417	1311	1224	1109	855	584	464	
Kerosin	344	381	368	390	397	431	431	395	370	348	
Biokraftstoffe	122	123	116	108	115	120	130	150	160	160	
Erdgas	20	20	20	20	23	28	35	40	45	50	
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	9	41	144	195	
Elektrizität	44	44	42	41	49	62	93	125	170	238	
Endenergie gesamt	2559	2560	2616	2690	2562	2553	2494	2359	2201	2026	
Personenverkehr	1867	1864	1892	1930	1830	1807	1732	1619	1491	1352	
Güterverkehr	692	696	724	761	733	746	763	740	710	674	
PKW	1496	1462	1503	1528	1425	1377	1282	1185	1061	919	
LKW	616	614	641	672	642	647	659	633	597	560	
Busse	34	34	34	35	34	33	34	38	43	45	
Bahn	57	59	58	55	54	53	52	51	52	54	
Schiff	12	11	11	11	11	11	13	14	13	13	
Flugzeug	344	381	368	390	397	431	453	439	435	435	

SZEN TREND-19; 25.4.2019

Tabelle B7: THG-Emissionen nach Sektoren (oben) und nach Nutzungsarten (unten)

Mio. tCO ₂ äq/a	1990	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Energiewirtschaft	466	368	377	360	344	311	296	286	244	177	146	111
Industrie	285	188	179	180	193	197	177	166	149	136	125	112
Gebäude	210	149	130	119	126	117	109	95	87	75	71	66
Verkehr	163	153	153	159	165	161	156	153	148	134	113	94
Landwirtschaft	90	69	73	74	73	70	71	69	64	58	52	47
Sonstige (Abfallwirtsch. etc)	38	15	12	11	10	10	9	8	6	5	4	3
Gesamte THG-Emiss.	1252	942	925	903	911	866	819	777	698	585	511	432

SCEN TREND-19; 25.4.2019

	1990	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Strom Braunkohle	180	149	164	160	153	149	142	128	100	50	35	20
Strom Steinkohle, Müll, Sonst	164	129	126	129	117	96	86	75	66	39	14	6
Strom Erdgas (Öl)	22	38	32	25	31	33	35	52	52	63	68	68
Raumwärme	241	176	150	137	148	138	125	109	96	86	85	75
Prozesswärme+WW	186	127	130	127	131	127	117	107	98	91	90	79
Kraftstoffe	163	160	160	165	171	168	163	162	155	140	118	99
Industrieprozesse *)	95	52	51	50	51	50	48	46	43	38	34	30
Insgesamt CO₂	1052	831	814	793	802	760	716	680	610	507	444	375
andere THG												
Methan, Lachgas, FKW u.a.	200	111	111	110	109	106	103	97	88	78	67	57
Insgesamt THG	1252	942	925	903	911	866	819	777	698	585	511	432

*) einschl. nichtverbrenns. bedingte CO₂-Emissionen aus Landwirtschaft und Energiewirtschaft

SCEN TREND-19; 25.4.2019

C) Szenario KLIMA-18 PLAN

Tabelle C1: Eckdaten, insbesondere Beitrag der Erneuerbaren Energien

	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Primärenergie, PJ/a	14216	13447	13180	13491	12963	12457	11350	10497	9354	8686	8210
Primärenergie EE, PJ/a; 1)	1411	1386	1519	1676	1809	1962	2335	2789	3643	4388	4829
Anteil EE an PEV, %	9,9	10,3	11,5	12,4	14,0	15,8	20,6	26,6	38,9	50,5	58,8
Anteil EE an PEV ohne nicht-energetischen Verbrauch, %	10,7	11,1	12,5	13,4	15,1	17,1	22,5	29,2	43,3	56,6	66,2
Endenergie, PJ/a	9310	8920	8700	9060	8733	8524	8115	7707	7059	6512	6102
Endenergie EE, PJ/a	1100	1267	1319	1390	1542	1661	1957	2308	2997	3557	3873
Anteil EE an EEV, %	11,8	14,2	15,2	15,3	17,7	19,5	24,1	29,9	42,5	54,6	63,5
Anteil EE an BEEV, %; 2)	11,6	13,8	14,7	14,9	17,1	18,9	23,4	29,1	41,2	53,0	61,6
Strom Endenergie, PJ/a	1899	1884	1846	1863	1861	1870	1907	1949	1993	2023	2045
Strom Endenergie EE, PJ/a	379	515	585	683	813	898	1119	1318	1616	1786	1902
Anteil EE, %	19,9	27,3	31,7	36,6	43,7	48,0	58,7	67,6	81,1	88,3	93,0
Wärme Endenergie, PJ/a; 3)	4900	4519	4280	4548	4332	4142	3791	3564	3302	2998	2688
Wärme Endenergie EE, PJ/a	599	629	618	599	615	646	696	792	995	1246	1408
Anteil EE, %	12,2	13,9	14,4	13,2	14,2	15,6	18,4	22,2	30,1	41,6	52,4
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a; 4)	2511	2517	2574	2649	2540	2512	2418	2194	1764	1491	1369
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	122	123	116	108	114	117	143	198	386	525	563
Anteil EE, %	4,9	4,9	4,5	4,1	4,5	4,7	5,9	9,0	21,9	35,2	41,1
Bruttostromverbrauch, TWh/a; 5)	615	606	592	597	596	599	615	650	762	887	962
EE-Stromerzeugung, TWh/a; 6)	105	143	163	190	226	252	331	418	615	793	905
Anteil EE, %	17,1	23,6	27,4	31,7	37,9	42,1	53,8	64,4	80,8	89,5	94,1
Anteil EE- Inland, %	17,1	23,6	27,4	31,7	37,9	42,1	53,5	62,7	75,7	81,4	83,0
Primärenergie, PJ/a	14216	13447	13180	13491	12963	12457	11350	10497	9354	8686	8210
Erneuerbare Energien	1411	1386	1519	1676	1809	1962	2335	2789	3643	4388	4829
Mineralöl	4684	4527	4494	4566	4443	4254	3966	3499	2708	2004	1644
Kohlen; 7)	3417	3528	3435	3270	2811	2364	1753	900	107	48	46
Erdgas	3171	2920	2672	3056	3071	3158	3296	3309	2897	2246	1691
Fossile Energien gesamt	11272	10975	10601	10892	10324	9775	9015	7708	5711	4298	3381
- davon für energetische Zwecke	10238	9999	9611	9928	9344	8810	8055	6753	4766	3368	2461
Kernenergie	1533	1085	1059	923	830	720	0	0	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	831	814	793	802	760	690	601	470	301	208	151
Verringerung seit 1990, %; 8)	21,0	22,7	24,6	23,8	27,8	34,4	42,8	55,3	71,4	80,3	85,7
durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a	119	133	141	159	184	203	244	297	368	421	454
THG-Emissionen, Mio. t CO₂äq/a,	942	925	903	911	866	791	688	543	355	241	167
Verringerung seit 1990, %	24,7	26,2	27,9	27,3	30,9	36,8	45,0	56,6	71,7	80,8	86,7

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode ; einschließlich nichtenergetischen Verbrauch

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

2) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergie zuzügl. Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraftwerken

3) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz für Wärmebereitstellung

4) Kraftstoffe für gesamten Verkehr, ohne Stromeinsatz

5) einschließlich Strom aus Pumpspeichern; einschl. Strom für EE-Wasserstoff

6) einschl. EE-Strom aus EE-Wasserstoff (ab ca. 2025)

7) einschl. sonstige fossile Brennstoffe (u.a. Kohlegase), fossil/nuklearem Stromimportsaldo und anorganische Abfälle

8) 1990 = 1052 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen + Industrieprozesse + Landwirtschaft)

9) 1990 = 1252 Mio. t CO₂eq/a

Tabelle C2: Einsatz von Erdgas, Kohlen und Mineralöl nach Verwendungsarten

Erdgaseinsatz, PJ/a	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kond. Kraftwerke	129	199	202	258	571	700	691	683	578	474	385	296
Kraft-Wärme-Kopplung	633	786	798	840	808	771	642	514	345	176	88	0
Raumheizung, WW	910	1050	1000	1010	900	850	800	750	720	690	637	584
Prozesswärme	690	725	720	730	730	730	725	720	710	700	664	627
Kraftstoffe	20	20	20	23	28	35	38	40	43	45	48	50
NE-Verwendung	99	96	98	97	96	96	95	95	94	93	93	92
Verluste	191	180	233	200	163	127	111	95	82	68	55	43
Primärenergieeinsatz	2672	3056	3071	3158	3296	3309	3103	2897	2571	2246	1968	1691
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	18	86	174	370	527	707	801	901
Erdgas + Wasserstoff	2672	3056	3071	3158	3313	3395	3276	3267	3098	2953	2769	2592
Kohleeinsatz, PJ/a (Braun- und Steinkohle)	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kond. Kraftwerke	2531	2430	2116	1816	1321	613	306	0	0	0	0	0
KWK (einschl. Müll-HKW)	399	380	365	291	205	129	93	56	52	48	45	41
Prozess-, Raumwärme	450	430	340	270	180	120	85	50	25	0	0	0
Verluste	54	29	-10	-14	47	38	19	1	0	0	2	5
Primärenergieeinsatz	3435	3270	2811	2364	1753	900	503	107	77	48	47	46
Mineralöleinsatz, PJ/a	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kraftwerke	39	30	29	28	16	9	9	9	5	0	0	0
Kraft-Wärme-Kopplung	33	32	37	37	19	6	3	0	0	0	0	0
Raum-, Prozesswärme	976	1057	975	815	690	546	487	428	305	182	97	11
Kraftstoffe	2438	2521	2406	2372	2247	1961	1650	1338	1130	921	839	756
NE-Verwendung	891	868	882	869	864	860	855	851	844	837	833	828
Verluste	117	58	113	133	131	117	99	81	73	64	57	49
Primärenergieeinsatz	4494	4566	4443	4254	3966	3499	3104	2708	2356	2004	1824	1644

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Tabelle C3: Struktur des Primärenergieeinsatzes nach Energieträgern und Verbrauchssektoren (oben) und Struktur der Endenergie nach Nutzungsarten (unten).

Primärenergie, (PJ/a)	2000	2005	2010	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Kernenergie	1851	1779	1533	923	830	720	0	0	0	0	0
Kohlen, Sonstige	3649	3594	3417	3270	2811	2364	1753	900	107	48	46
Mineralöl	5499	5166	4684	4566	4443	4254	3966	3499	2708	2004	1644
Erdgas	2985	3250	3171	3056	3071	3158	3296	3309	2897	2246	1691
Biomasse, biog. Abfall	294	575	1112	1105	1238	1080	987	923	733	771	1018
Wasser, Erdwärme	84	81	101	123	123	153	228	304	469	615	636
Windenergie	34	98	136	283	283	507	757	1023	1548	1875	1963
Solarstrahlung	5	16	62	165	165	222	363	539	893	1127	1212
Gesamt	14401	14558	14216	13491	12963	12457	11350	10497	9354	8686	8210
	2000	2005	2010	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Private Haushalte	2584	2591	2676	2376	2250	2179	2032	1936	1766	1634	1520
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	1478	1437	1483	1396	1350	1280	1185	1120	1045	940	872
Industrie	2421	2514	2592	2598	2550	2505	2403	2310	2218	2132	2008
Verkehr	2751	2585	2559	2690	2583	2560	2496	2341	2030	1806	1702
NE-Verbrauch	1068	1114	1034	964	980	965	960	955	945	930	920
Umwandl. Strom	3319	3527	3244	2805	2543	2279	1581	1162	701	519	380
Umwandl. Übrige	780	790	628	662	707	689	694	674	649	725	808
Gesamt	14401	14558	14216	13491	12963	12457	11350	10497	9354	8686	8210
davon Endenergie	9234	9127	9310	9060	8733	8524	8115	7707	7059	6512	6102

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Endenergie, (PJ/a)	2000	2005	2010	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Raumwärme	2770	2800	2950	2491	2346	2255	2080	1955	1805	1670	1540
Warmwasser	450	470	418	418	405	390	363	350	303	267	245
Prozesswärme	2030	2000	2047	2111	2053	1980	1863	1783	1726	1599	1456
Kraft / Licht/Kommunikation	1233	1272	1336	1350	1346	1339	1314	1278	1195	1170	1159
Kraft mobil (einschl. Strom)	2751	2585	2562	2690	2583	2560	2496	2341	2030	1806	1702
Gesamt	9234	9127	9313	9060	8733	8524	8115	7707	7059	6512	6102
Wärme	5250	5270	5415	5020	4804	4625	4306	4088	3834	3536	3241
Kraft/Licht/Kommunikation/Prozesskälte	3984	3857	3898	4041	3929	3900	3810	3619	3225	2976	2861

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Tabelle C4: Eckdaten der Stromversorgung; Erzeugung und Leistung, CO₂-Emissionen

Stromerzeugung, TWh/a	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Kernenergie	141	100	97	85	76	67	0	0	0	0	0
Steinkohle, Müll, Pumpsp.	144	140	142	137	107	97	73	45	16	16	16
Braunkohle	146	161	156	150	146	122	90	40	0	0	0
Erdgas, Öl, übr. Gase	98	85	71	91	93	103	138	152	131	78	41
Windenergie	39	52	59	80	112	128	177	227	334	423	459
Fotovoltaik	12	26	36	38	46	52	75	98	138	164	181
Biomasse, Wasser, Erdwärme	55	65	68	72	68	72	77	81	94	102	107
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	1	11	33	51
Saldo EE-Stromimport	0	0	0	0	0	0	2	11	39	72	107
Bruttostromerzeugung*)	633	629	628	651	647	640	631	655	762	887	962
Bruttostromverbrauch*)	615	606	592	597	596	599	615	650	762	887	962
Endenergie Strom	528	523	513	518	517	519	530	542	554	562	568
Installierte Leistung, GW	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Kernenergie	20,8	12,0	12,0	10,8	9,5	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle, sonst.	35,1	35,1	35,0	32,2	29,1	26,5	18,0	13,0	3,5	3,5	3,5
Braunkohle	21,7	23,2	22,0	21,2	21,2	17,5	12,5	6,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas, Öl,	30,9	31,9	32,5	33,5	33,7	33,8	36,7	39,4	36,0	25,3	15,0
Windenergie	26,9	31,0	38,6	49,4	60,9	65,3	82,3	98,6	130,8	152,5	158,5
Fotovoltaik	18,0	34,1	37,9	40,7	46,0	53,6	77,2	100,8	140,5	165,0	182,6
Biomasse, Wasser, Geoth.	10,9	12,5	13,7	13,9	14,3	14,8	16,3	18,0	22,1	25,3	27,0
EE-Wasserstoff							0,0	0,4	3,0	10,6	18,5
Speicher	6,5	6,5	6,7	6,7	7,0	7,0	8,0	10,0	12,0	12,0	12,0
EE-Importsaldo**)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	6,7	11,7	17,5
Gesamte Bruttoleistung	171	186	198	208	222	227	252	288	355	406	435
Nicht jederzeit einsetzbar ***)	59	81	87	103	122	127	166	205	271	317	342
Gesicherte Leistung, brutto	112	106	112	106	99	99	86	83	83	89	93
Bruttohöchstlast	78	78	78	78	77	77	75	73	71	71	72
Als Reserve verbleibend	33	27	34	27	23	23	11	10	13	17	21
CO₂-Emissionen (Mio. t/a)	316	323	314	301	277	248	210	140	64	41	23
A) CO ₂ -Faktoren, kg/kWh el	0,816	0,836	0,852	0,799	0,803	0,771	0,700	0,592	0,437	0,443	0,409
B) CO ₂ -Faktoren, kg/kWh el	0,499	0,513	0,499	0,463	0,428	0,387	0,333	0,214	0,084	0,047	0,024
*) einschl. Erzeugung in Pumpspeichern, anorganischer Müll u.a. feste Brennstoffe											
**)Technologiemix aus Windenergie, Solarenergie (CSP+PV), Wasserkraft											
***) insbesondere Wind (90-95%), PV(~99%); unvorhergeseh. Ausfälle ; näherungsweise Abschätzung											
A) bezogen auf fossilen Strom; B) bezogen auf gesamte Stromerzeugung											

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Tabelle C5: Struktur der Wärmeversorgung

Struktur der Wärmeversorgung, (PJ/a)	SZEN: KLIMA-19 PLAN										
	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Solkollektoren	20	24	26	28	32	33	42	55	111	179	226
Umweltw., Geotherm.	25	31	38	45	53	66	109	149	238	305	345
Biomasse	554	574	554	526	530	547	545	556	540	547	553
Wasserstoff (KWK, Ind.)	0	0	0	0	0	0	0	32	106	215	284
Fern- +Nahwärme, fos.	480	461	426	452	444	431	400	382	301	160	72
Industr. KWK, fossil	286	242	230	260	258	251	206	154	58	20	7
Gase; direkt	2020	1645	1580	1750	1700	1730	1620	1570	1470	1390	1191
Kohlen; direkt	460	452	450	430	340	270	180	120	50	0	0
Heizöl; direkt	1055	1090	976	1057	975	815	690	546	428	182	11
Stromwärme*)	516	506	461	472	471	483	515	524	532	537	553
Gesamte Wärme	5416	5025	4741	5020	4804	4625	4306	4088	3834	3536	3241
2008 = 100	98,5	91,4	86,2	91,3	87,3	84,1	78,3	74,3	69,7	64,3	58,9
- davon aus EE-Quellen (einschl. Stromanteil)	686	649	663	738	781	838	969	1132	1431	1733	1934
Anteil EE (%)	12,7	12,9	14,0	14,7	16,3	18,1	22,5	27,7	37,3	49,0	59,7
Gesamte Wärme ohne Stromwärme	4900	4519	4280	4548	4332	4142	3791	3564	3302	2998	2688
- davon EE	599	629	618	599	615	646	696	792	995	1246	1408
Anteil EE (%)	12,2	13,9	14,4	13,2	14,2	15,6	18,4	22,2	30,1	41,6	52,4
KWK-Wärme (fossil, Biomasse, Geoth.)	779	784	756	820	821	818	788	750	683	617	565
Anteil an ges. Wärme, (%)	14,4	15,6	15,9	16,3	17,1	17,7	18,3	18,3	17,8	17,5	17,4

*) Summe aller Einsatzarten von Strom zur Raumwärme-, Warmwasser- und Prozesswärmebereitstellung

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Tabelle C6: Stromverwendung im Wärmesektor

Strom für Wärmezwecke (TWh/a)	SZEN: KLIMA-19 PLAN											
	2010	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
"konvent." Raumheizung	25,4	17,5	18,7	17	14	11	10	8	6	4	2	0
Warmwasser	26,8	24,4	24,4	24	22	21	20	19	19	18	17	17
"konvent." Prozesswärme	89,3	84,0	80,0	80	80	65	56	47	46	44	43	42
Wärmepumpen	2,9	5,1	5,9	7	11	15	18	21	23	24	26	27
Wärmenetze	0	0	0	4	12	19	20	20	20	20	22	25
"neue" Prozesswärme (Ind)	0,0	0,0	1,9	3	4	15	24	32	36	39	41	43
Ges. Stromwärme	144,3	131,0	131,0	134	143	146	147	148	148	149	151	154
"konventionelle " Wärme	141,4	125,9	123,2	121	116	97	86	74	70	66	62	59
"neue" Wärme	2,9	5,1	7,8	13	27	49	61	73	78	83	89	95
Anteil an ges. Stromverbr. (%)	27,4	25,3	25,3	25,8	27,0	26,9	27	26,7	27	26,6	27	27,0
davon aus EE-Quellen (TWh/a)	24,2	38,5	46,2	53	76	94	108	121	128	135	141	146
davon aus EE-Quellen (PJ/a)	87	139	166	192	273	340	388	436	462	487	507	527
SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019												
Ges. Stromwärme (PJ/a)	520	472	471	483	515	524	528	532	535	537	545	553
"konventionelle " Wärme	509	453	443	434	418	349	308	268	253	238	225	211
"neue" Wärme	10	18	28	48	96	176	220	264	282	300	321	342

Tabelle C7: Energieeinsatz im Verkehr nach Energieträgern und Verkehrsmitteln

	Energieeinsatz im Verkehr; PJ/a				SZEN: KLIMA-19 PLAN					
	2010	2012	2014	2016	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Benzin	832	761	763	714	653	611	528	388	337	327
Diesel	1197	1232	1307	1417	1322	1210	1030	600	291	202
Kerosin	344	381	368	390	397	426	403	351	293	227
Biokraftstoffe	122	123	116	108	117	125	150	170	180	180
Erdgas	20	20	20	20	23	28	35	40	45	50
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	18	48	216	345	383
Elektrizität	44	44	42	41	48	78	147	266	316	333
Endenergie gesamt	2559	2560	2616	2690	2560	2496	2341	2030	1806	1702
Personenverkehr	1867	1864	1892	1930	1814	1730	1595	1350	1176	1101
Güterverkehr	692	696	724	761	747	765	746	680	631	601
PKW	1496	1462	1503	1528	1410	1304	1151	926	767	696
LKW	616	614	641	672	656	668	645	576	523	492
Busse	34	34	34	35	34	33	34	37	40	40
Bahn	57	59	58	55	53	53	51	51	51	53
Schiff	12	11	11	11	11	11	13	13	12	12
Flugzeug	344	381	368	390	397	426	448	428	413	407

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Tabelle C8: Energieverbrauch und CO₂-Emissionen im Personen- und Güterverkehr

	Energieverbrauch und CO ₂ -Emissionen im Verkehr					SZEN: KLIMA-19 PLAN					2060
	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	
Personenverkehr											
- fossile Kraftstoffe (PJ/a)	1737	1737	1766	1811	1733	1689	1571	1359	964	679	558
- EE-Kraftstoffe (PJ/a)***)	107	103	103	97	92	97	108	146	224	299	340
- CO ₂ (Mio. t/a)	116	116	118	122	120	115	107	93	65	46	38
- Strom (PJ/a)	23	24	23	23	24	27	51	90	162	198	203
CO ₂ (Mio. t/a)	4	4	4	4	4	4	6	6	5	4	2
Endenergie (PJ/a)	1867	1864	1892	1930	1849	1814	1730	1595	1350	1176	1101
CO₂ (Mio. t/a)**)	120	120	122	125	123	118	113	99	71	50	40
Güterverkehr											
- fossile Kraftstoffe (PJ/a)	656	657	692	731	692	706	704	637	415	287	248
- EE-Kraftstoffe (PJ/a)***)	15	20	13	11	22	20	34	52	162	226	223
- CO ₂ (Mio. t/a)	44	44	46	49	48	48	48	43	28	19	17
- Strom (PJ/a)	21	20	19	18	20	21	27	57	103	118	130
CO ₂ (Mio. t/a)	3	3	3	3	3	3	3	4	3	2	1
Endenergie (PJ/a)	692	696	724	761	734	747	765	746	680	631	601
CO₂ (Mio. t/a)**)	47	47	50	52	51	51	51	48	31	22	18
Verkehr gesamt											
- fossile Kraftstoffe (PJ/a)	2393	2394	2458	2541	2426	2395	2275	1996	1378	966	806
- EE-Kraftstoffe (PJ/a)***)	122	123	116	108	114	117	143	198	386	525	563
- CO ₂ (Mio. t/a)	160	160	165	171	168	162	155	136	93	65	55
- Strom (PJ/a)	44	44	42	41	43	48	78	147	266	316	333
- CO ₂ (Mio. t/a)	7	7	7	7	6	6	9	11	9	6	4
Endenergie (PJ/a)	2559	2560	2616	2690	2583	2560	2496	2341	2030	1806	1702
CO₂ (Mio. t/a)**)	167	167	172	177	174	169	163	147	102	71	59
EE-Endenergie (einschl. Stromanteil)	129	133	127	120	130	139	199	328	643	836	893
Anteil EE , % (einschl. Strom)	5,1	5,2	4,9	4,5	5,0	5,4	8,0	14,0	31,7	46,3	52,5

**) einschließlich Stromanteil

***) einschließlich EE-Wasserstoff ab 2025

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Tabelle C 9a: THG-Emissionen nach Sektoren gemäß Klimakonvention (oben) und nach Stromerzeugung, sowie Brenn- und Kraftstoffverbrauch (unten)

Mio. tCO ₂ äq/a	1990	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Energiewirtschaft	466	368	377	360	344	311	279	233	157	74	45	25
Industrie	285	188	179	180	194	197	171	149	121	89	63	44
Gebäude	210	149	130	119	125	117	106	88	74	57	44	33
Verkehr	163	153	153	159	165	161	156	148	129	89	62	52
Landwirtschaft	90	69	73	74	73	70	69	63	57	43	26	13
Sonstige (Abfallwirtsch. etc)	38	15	12	11	10	10	9	7	4	2	1	0
Gesamte THG-Emiss.	1252	942	925	903	911	866	791	688	543	355	241	167
Sektorale Gliederung (THG)												
Stromerzeugung	405	330	336	326	314	290	259	219	147	70	43	23
Wärmeerzeugung	465	311	287	272	285	272	240	198	161	115	80	55
Kraftstoffverbrauch	170	162	162	167	173	170	164	156	136	93	65	55
Land- und Abfallwirt., sonst	145	88	91	88	87	85	82	74	64	47	29	15
Industrieprozesse u.a.	67	52	49	51	51	50	46	41	35	29	24	19

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Tabelle C 9b: CO₂-Emissionen nach Energieträgern bzw. nach Nutzungsarten

Zuordnung CO ₂ -Emissionen (Mio. t CO ₂)												
	1990	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Strom Braunkohle	180	149	164	160	153	149	127	95	42	0	0	0
Strom Steinkohle, Müll, Sonst	164	129	126	129	117	96	84	60	33	2	1	0
Strom Erdgas (Öl)	22	38	32	25	31	33	37	55	64	63	41	23
Raumwärme	241	176	150	137	148	138	122	100	79	56	38	27
Prozesswärme+WW	186	127	130	127	131	127	112	94	78	57	38	26
Kraftstoffe	163	160	160	165	171	168	162	155	136	93	65	55
Industrieprozesse *)	95	52	51	50	51	50	46	42	36	30	25	20
Insgesamt CO₂	1052	831	814	793	802	760	690	601	470	301	208	151
andere THG												
Methan, Lachgas, FKW u.a.	200	111	111	110	109	106	101	87	73	54	33	16
Insgesamt THG	1252	942	925	903	911	866	791	688	543	355	241	167

*) einschl. nichtverbrenns. bedingte CO₂-Emissionen aus Landwirtschaft und Energiewirtschaft

SZEN KLIMA-19 PLAN ; 25.4.2019

Tabelle C 10 a, b: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (oben) und installierte Leistung (unten)

EE-Stromerzeugung, TWh/a	SZEN: KLIMA-19 PLAN															
	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	
Wasserkraft	20,4	20,9	21,8	19,6	20,5	16,5	18,7	19,4	20,8	21,3	21,8	22,0	22,2	22,4	22,6	
Wind Land	40,6	38,4	50,9	57,0	67,7	92,2	99,5	122,7	141,6	165,4	180,6	202,6	223,0	238,8	238,6	
Wind Offshore	0,0	0,2	0,7	1,5	12,3	19,3	28,0	54,2	85,3	122,1	153,5	177,8	199,9	215,5	220,6	
Fotovoltaik	4,4	11,7	26,4	36,1	38,1	46,2	51,8	75,0	97,9	118,5	137,6	154,3	163,8	172,7	181,2	
Biogas, Klär-, Dep.gas, flüss. B.	14,0	18,8	27,6	31,4	34,2	34,4	34,9	35,5	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	
Feste Biomasse, biog. Abfall	14,0	15,1	15,7	16,9	16,7	16,9	18,7	21,2	23,8	27,7	31,9	33,5	33,9	34,9	34,3	
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,6	1,0	1,9	4,4	7,4	10,6	13,3	14,4	
Gesamt in D	93,5	105,2	143,1	162,5	189,7	225,7	251,8	328,6	406,0	492,5	565,3	633,2	689,0	733,2	747,2	
Saldo Europ. Verbund *)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	10,7	22,9	38,9	57,0	71,5	88,0	107,3	
Gesamt	93,5	105,2	143,1	162,5	189,7	225,7	251,8	330,6	416,7	515,4	604,2	690,2	760,5	821,2	854,4	

*) Technologiemix aus Windkraft, Solarenergie (CSP+PV), Wasserkraft

ARES-KLIMA19 PLAN; 8.4.2019

Installierte EE-Leistung; GWel	SZEN: KLIMA-19 PLAN															
	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	
Wasserkraft	5,2	5,4	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	5,9	6,1	6,3	6,4	6,5	6,6	6,6	6,7	
Wind Onshore	23,8	27,0	30,7	37,6	45,3	52,6	56,7	67,2	75,5	85,9	91,4	98,8	103,7	106,1	106,0	
Wind Offshore (am Netz)	0,0	0,1	0,3	1,0	4,2	6,4	8,6	15,1	23,0	32,1	39,4	44,5	48,8	51,3	52,5	
Fotovoltaik	6,2	17,9	33,0	37,9	40,9	46,0	53,6	77,2	100,8	121,8	140,5	156,5	165,0	174,0	182,6	
feste Biomasse, biog. Abfall	2,8	3,5	3,0	3,6	3,6	3,7	4,0	4,3	4,7	5,4	6,0	6,2	6,3	6,4	6,3	
gasf., flüssige Biomasse	2,2	3,7	5,2	5,7	6,0	6,1	6,5	7,1	7,9	8,5	9,1	9,6	10,2	10,8	11,5	
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,9	1,4	1,9	2,3	2,4	
Gesamt in D	40,2	57,7	77,8	91,5	105,5	120,5	135,1	177,0	218,3	260,4	293,7	323,5	342,4	357,6	368,0	
Saldo Europ. EE-Stromverbund *	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,0	2,0	4,1	6,7	9,6	11,7	14,4	17,5	
Gesamt für D	40,2	57,7	77,8	91,5	105,5	120,5	135,1	178,0	220,3	264,5	300,4	333,1	354,1	372,0	385,5	

*) Technologiemix aus Windkraft, Solarenergie (CSP+PV), Wasserkraft

Tabelle C11: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien (ohne Stromwärme)

TWh/a	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
A) aus EEG-Anlagen (KWK)	9,5	15,8	18,5	21,2	24,3	25,4	28,4	32,9	38,4	45,4	52,4	57,1	59,8	63,0
Biomasse fest	1,4	2,5	3,5	3,6	4,1	4,2	6,5	10,5	15,8	22,9	29,9	34,5	37,3	40,5
Biogas, Deponie-, Klärgas, Flüssige Biomasse	8,1	13,3	15,0	17,7	20,2	21,3	21,9	22,4	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
B) weitere Biomassen	53,5	138,0	141,0	132,8	121,8	121,9	123,5	118,6	116,2	108,8	97,6	93,4	92,0	90,8
Heizwerke, feste Biomasse	1,4	1,7	2,2	2,0	2,2	2,3	3,3	4,6	6,2	9,1	13,2	16,4	19,7	24,6
Einzelheizungen, fest	109,3	129,1	129,8	119,4	107,9	106,8	107,4	101,5	97,5	87,2	72,4	65,0	60,4	54,2
Biogener Abfall (KWK)	7,5	7,3	9,0	11,4	11,7	12,7	12,7	12,5	12,5	12,5	12,0	12,0	12,0	12,0
Biowärme gesamt	55,0	153,9	159,5	154,0	146,1	147,3	151,9	151,5	154,5	154,2	150,1	150,5	151,8	153,7
davon KWK-Wärme	17,0	23,1	27,5	32,6	36,0	38,2	41,1	45,4	50,9	57,9	64,4	69,1	71,8	75,0
feste Biomasse, gesamt	112,0	133,3	135,5	125,0	114,2	113,3	117,3	116,6	119,5	119,2	115,6	115,9	117,3	119,2
Solkollektoren	1,3	5,6	6,8	7,2	7,7	8,9	9,1	11,6	15,2	22,1	30,8	40,3	49,8	62,8
Einzelanlagen	4,5	5,6	6,8	7,2	7,6	8,8	8,9	11,1	14,0	19,2	25,9	32,9	40,0	50,5
Nahwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	1,2	2,8	5,0	7,4	9,8	12,3
Umweltwärme/Geothermie	2,2	6,6	8,6	10,7	12,6	14,7	18,0	30,3	41,4	53,7	66,2	75,8	84,8	95,7
Hydrothermal, tiefe Geotherm.	0,6	0,7	0,8	1,0	1,2	1,4	1,5	3,6	6,3	10,2	14,8	18,6	21,2	23,1
Wärmepumpen	4,2	5,9	7,8	9,7	11,4	13,3	16,5	26,8	35,1	43,5	51,4	57,2	63,6	72,6
KWK aus EE-Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	18,7	29,1	44,4	59,7	78,8
EE-Wärme gesamt	136,9	166,1	174,9	172,0	166,3	170,9	179,0	193,5	219,5	248,7	276,1	310,9	346,1	391,1
	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
KWK (Biomasse)	17,0	23,1	27,5	32,6	36,0	38,2	41,1	45,4	50,9	57,9	64,4	69,1	71,8	75,0
KWK (EE-H2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	18,7	29,1	44,4	59,7	78,8
Andere Nahwärme*)	2,0	2,4	3,0	3,0	3,5	3,8	5,0	8,6	13,7	22,1	33,0	42,3	50,6	60,0
Nahwärme (mit/ohne KWK)	18,9	25,5	30,5	35,6	39,4	41,9	46,1	54,0	73,0	98,8	126,5	155,8	182,1	213,8
Biomasse-Einzelheiz.	109,3	129,1	129,8	119,4	107,9	106,8	107,4	101,5	97,5	87,2	72,4	65,0	60,4	54,2
Solarthermie-Einzel	4,5	5,6	6,8	7,2	7,6	8,8	8,9	11,1	14,0	19,2	25,9	32,9	40,0	50,5
Wärmepumpen	4,2	5,9	7,8	9,7	11,4	13,3	16,5	26,8	35,1	43,5	51,4	57,2	63,6	72,6
Einzelanlagen	118,0	140,6	144,4	136,3	126,9	129,0	132,9	139,4	146,6	149,9	149,6	155,1	164,0	177,3

*) Biomasse-Heizwerke, Solarthermie, Hydrothermale Wärme,

Tabelle C12: Brutto-Installation der Anlagen zur EE-Stromerzeugung

		Jährliche Brutto-Leistungsin- stallation; MW/a				SZEN: KLIMA-19 PLAN			
		S T R O M (MWel/a)						Strom gesamt MWel/a	
		Wasser	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovolt.	Geothermie	Stromimport E (oh. biog. Mü)	Biomasse	
	2000	0	1662	0	44	0	0	111	1817
	2001	19	2641	0	120	0	0	131	2911
	2002	126	3238	0	150	0	0	204	3718
	2003	35	2617	0	180	0	0	402	3234
	2004	252	2019	0	512	0	0	290	3073
	2005	44	1763	0	980	0	0	687	3474
	2006	2	2193	0	1020	0	0	639	3854
	2007	0	1615	0	1271	2	0	400	3288
	2008	9	1632	10	1813	0	0	271	3735
	2009	196	1817	25	4446	3	0	776	7263
	2010	86	1380	45	7338	0	0	714	9563
	2011	237	1870	108	7485	0	0	763	10463
	2012	2	1973	80	7604	13	0	752	10424
	2013	2	2410	354	3304	16	0	375	6461
	2014	9	4943	372	1600	0	0	177	7101
	2015	29	4069	2303	1456	1	0	131	7989
	2016	31	4097	853	1477	3	0	204	6665
	2017	25	5437	1217	1530	0	0	120	8329
	2018	25	2813	1050	3600	0	0	83	7571
	2019	45	3100	1050	3600	5	0	339	8139
	2020	55	3400	1100	4000	5	0	256	8816
	2025	63	3800	1300	4800	15	80	426	10594
	2030	70	4200	1650	5500	20	320	611	12371
	2035	63	4600	2000	6200	40	410	708	14021
	2040	55	5000	2200	6800	100	530	625	15310
	2045	50	5200	2300	7200	120	650	734	16254
	2050	45	5100	2300	7300	120	750	759	16374
	2055	45	5000	2300	7300	120	950	637	16352
	2060	45	4900	2100	7300	120	1150	621	16236
	Mittelwert 2000 - 2017	65	2787	316	2490	2	0	420	6080
	Mittelwert 2018-2030	61	3793	1381	4823	14	154	451	10719
	Mittelwert 2031-2060	62	5667	2475	7933	107	793	783	17820

*)ohne biogene Abfälle

Tabelle C 13: Jährliche Netto-Installation der Anlagen zur EE-Stromerzeugung

		Jährlicher Leistungszuwachs (netto); MW/a					SZEN: KLIMA-19 PLAN		
		STROM (MWel/a)							Strom gesamt MWel/a
		Wasser	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovolt.	Geothermie	Stromimport	E Biomasse (oh. biog. Mü)	
	2000	0	1662	0	44	0	0	111	1817
	2001	0	2641	0	120	0	0	131	2891
	2002	107	3238	0	150	0	0	204	3698
	2003	16	2617	0	180	0	0	402	3215
	2004	233	2019	0	512	0	0	290	3054
	2005	25	1763	0	980	0	0	687	3455
	2006	0	2193	0	1020	0	0	639	3852
	2007	0	1615	0	1271	2	0	400	3288
	2008	0	1632	10	1813	0	0	271	3726
	2009	177	1817	25	4446	3	0	776	7244
	2010	67	1380	45	7338	0	0	714	9544
	2011	218	1845	108	7485	0	0	763	10419
	2012	0	1854	80	7604	13	0	752	10303
	2013	0	2258	354	3304	16	0	375	6307
	2014	0	4651	372	1600	0	0	177	6800
	2015	10	3677	2303	1456	1	0	131	7577
	2016	12	3986	853	1476	3	0	204	6534
	2017	6	5009	1217	1526	0	0	120	7878
	2018	0	2273	1050	3597	0	0	83	7003
	2019	26	2312	1050	3597	5	0	318	7307
	2020	36	1842	1100	3994	5	0	228	7205
	2025	41	2101	1300	4727	15	200	193	8577
	2030	47	1660	1596	4707	19	200	247	8477
	2035	37	1737	1652	4214	34	410	242	8327
	2040	28	1097	1447	3733	97	530	266	7198
	2045	21	1480	1018	2911	105	570	148	6253
	2050	14	980	860	1700	100	430	123	4207
	2055	12	480	510	2000	80	540	154	3776
	2060	11	-20	240	1720	20	620	120	2711
	Mittelwert 2000 - 2015	57	2457	220	2622	2	0	455	5813
	Mittelwert 2016-2030	33	2429	1218	4097	11	133	192	8113
	Mittelwert 2031-2060	24	1232	1060	3042	73	507	181	6119

D) Szenario KLIMA-18 OPT

Tabelle D 1: Energieverbräuche, insbesondere Beiträge der Erneuerbaren Energien und CO₂- bzw. THG-Emissionen

	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Primärenergie, PJ/a	14218	13447	13180	13491	12963	12299	10590	9212	7414	6632	6376
Primärenergie EE, PJ/a; 1)	1411	1386	1519	1676	1809	2009	2543	3171	4321	5032	5225
Anteil EE an PEV, %	9,9	10,3	11,5	12,4	14,0	16,3	24,0	34,4	58,3	75,9	82,0
Anteil EE an PEV ohne nicht-energetischen Verbrauch, %	10,7	11,1	12,5	13,4	15,1	17,7	26,4	38,4	66,8	88,3	95,8
Endenergie, PJ/a	9310	8920	8700	9060	8733	8408	7602	6822	5451	4636	4387
Endenergie EE, PJ/a	1100	1267	1319	1390	1542	1687	2143	2646	3554	4067	4189
Anteil EE an EEV, %	11,8	14,2	15,2	15,3	17,7	20,1	28,2	38,8	65,2	87,7	95,5
Anteil EE an BEEV, %; 2)	11,6	13,8	14,7	14,9	17,1	19,5	27,4	37,7	63,3	85,2	92,7
Strom Endenergie, PJ/a	1899	1884	1846	1863	1861	1879	1930	1960	2018	2052	2061
Strom Endenergie EE, PJ/a	379	515	585	683	813	921	1264	1581	1940	2022	2057
Anteil EE, %	19,9	27,3	31,7	36,6	43,7	49,0	65,5	80,7	96,1	98,6	99,8
Wärme Endenergie, PJ/a; 3)	4900	4519	4280	4548	4332	4073	3438	3006	2108	1606	1557
Wärme Endenergie EE, PJ/a	599	629	618	599	615	648	731	860	1185	1406	1478
Anteil EE, %	12,2	13,9	14,4	13,2	14,2	15,9	21,3	28,6	56,2	87,5	94,9
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a; 4)	2511	2517	2574	2649	2540	2456	2235	1855	1325	978	770
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	122	123	116	108	114	118	148	205	429	639	654
Anteil EE, %	4,9	4,9	4,5	4,1	4,5	4,8	6,6	11,0	32,4	65,3	85,0
Bruttostromverbrauch, TWh/a; 5)	615	606	592	597	596	602	625	660	832	970	1011
EE-Stromerzeugung, TWh/a; 6)	105	143	163	190	226	259	376	502	772	937	995
Anteil EE, %	17,1	23,6	27,4	31,7	37,9	43,0	60,2	76,1	92,9	96,7	98,4
Anteil EE- Inland, %	17,1	23,6	27,4	31,7	37,9	43,0	59,7	74,4	87,6	87,1	86,8
Primärenergie, PJ/a	14218	13447	13180	13491	12963	12299	10590	9212	7414	6632	6376
Erneuerbare Energien	1411	1386	1519	1676	1809	2009	2543	3171	4321	5032	5225
Mineralöl	4684	4527	4493	4566	4443	4181	3212	2584	1787	1176	929
Kohlen; 7)	3418	3529	3436	3270	2812	2173	1378	573	51	48	46
Erdgas	3171	2920	2672	3056	3071	3216	3458	2885	1255	375	176
Fossile Energien gesamt	11273	10976	10601	10892	10325	9570	8047	6041	3093	1600	1151
- davon für energetische Zwecke	10239	10000	9611	9928	9345	8595	7082	5086	2148	670	231
Kernenergie	1533	1085	1059	923	829	720	0	0	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	832	814	793	802	760	664	508	341	135	41	12
Verringerung seit 1990, %; 8)	21,0	22,7	24,6	23,8	27,8	36,9	51,7	67,6	87,1	96,1	98,8
durch EE vermiedene CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂ /a	119	133	141	159	184	207	272	349	449	492	497
THG-Emissionen, Mio. t CO_{2äq}/a,	943	925	903	911	866	764	586	400	157	46	12
Verringerung seit 1990, %	24,7	26,1	27,9	27,3	30,8	39,0	53,2	68,1	87,4	96,3	99,0

1) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode ; einschließlich nichtenergetischen Verbrauch

SCZEN KLIMA-19 OPT : 25.4.2019

2) Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergie zuzügl. Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraftwerken

3) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz für Wärmebereitstellung

4) Kraftstoffe für gesamten Verkehr, ohne Stromeinsatz

5) einschließlich Strom aus Pumpspeichern; einschl. Strom für EE-Wasserstoff

6) einschl. EE-Strom aus EE-Wasserstoff (ab ca. 2025)

7) einschl. sonstige fossile Brennstoffe (u.a. Kohlegase), fossil/nuklearem Stromimportsaldo und anorganische Abfälle

8) 1990 = 1052 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen + Industrieprozesse + Landwirtschaft)

9) 1990 = 1252 Mio. t CO_{2äq}/a

Tabelle D 2: Einsatz von Erdgas, Kohlen und Mineralöl

Erdgaseinsatz, PJ/a	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kond. Kraftwerke	129	199	202	357	535	324	200	76	53	29	15	0
Kraft-Wärme-Kopplung	633	786	808	864	828	765	576	387	264	141	71	1
Raumheizung, WW	910	1050	1000	970	1015	730	438	146	73	0	0	0
Prozesswärme	690	725	720	720	800	814	641	468	251	34	27	20
Kraftstoffe	20	20	20	20	30	35	37	38	39	40	41	42
NE-Verwendung	99	96	98	98	97	96	95	95	94	93	93	92
Verluste	191	180	223	187	153	120	83	46	42	38	30	22
Primärenergieeinsatz	2672	3056	3071	3216	3458	2885	2070	1255	815	375	276	176
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	25	104	228	540	728	915	969	1026
Erdgas + Wasserstoff	2672	3056	3071	3216	3483	2989	2298	1795	1543	1290	1245	1202
Kohleeinsatz, PJ/a (Braun- und Steinkohle)	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kond. Kraftwerke	2531	2430	2117	1628	987	358	179	0	0	0	0	0
KWK (einschl. Müll-HKW)	399	380	355	276	210	124	88	51	48	46	44	41
Prozess-, Raumwärme	450	430	312	240	150	70	35	0	0	0	0	0
Verluste	55	29	27	28	30	20	10	0	0	2	3	5
Primärenergieeinsatz	3436	3270	2812	2173	1378	573	312	51	48	48	47	46
Mineralöleinsatz, PJ/a	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Kraftwerke	39	30	29	28	16	9	9	9	5	0	0	0
Kraft-Wärme-Kopplung	33	32	37	37	19	6	3	0	0	0	0	0
Raum-, Prozesswärme	976	1057	975	789	143	3	9	15	8	1	0	-1
Kraftstoffe	2438	2521	2406	2318	2057	1616	1237	858	579	299	186	74
NE-Verwendung	891	868	882	878	869	860	855	851	844	837	833	828
Verluste	116	58	113	131	108	90	72	54	46	39	34	28
Primärenergieeinsatz	4493	4566	4443	4181	3212	2584	2185	1787	1482	1176	1053	929

SCEN KLIMA-19 OPT ; 25.4.2019

Tabelle D3: Struktur des Primärenergieeinsatzes nach Energieträgern und Verbrauchssektoren

Primärenergie, (PJ/a)	2000	2005	2010	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Kernenergie	1851	1779	1533	923	829	720	0	0	0	0	0
Kohlen, Sonstige	3649	3594	3418	3270	2812	2173	1378	573	51	48	46
Mineralöl	5499	5166	4684	4566	4443	4181	3212	2584	1787	1176	929
Erdgas	2985	3250	3171	3056	3071	3216	3458	2885	1255	375	176
Biomasse, biog. Abfall	294	575	1112	1105	1238	1127	1195	1305	1411	1415	1414
Wasser, Erdwärme	84	81	101	123	123	153	228	304	469	615	636
Windenergie	34	98	136	283	283	507	757	1023	1548	1875	1963
Solarstrahlung	5	16	62	165	165	222	363	539	893	1127	1212
Gesamt	14401	14558	14218	13491	12963	12299	10590	9212	7414	6632	6376
	2000	2005	2010	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Private Haushalte	2584	2591	2676	2376	2250	2139	1917	1730	1364	1130	1095
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	1478	1437	1483	1396	1350	1275	1105	960	749	660	623
Industrie	2421	2514	2592	2598	2550	2485	2250	2083	1703	1518	1548
Verkehr	2751	2585	2559	2690	2583	2509	2330	2048	1636	1328	1121
NE-Verbrauch	1068	1114	1034	964	980	975	965	955	945	930	920
Umwandl. Strom	3319	3527	3246	2805	2544	2219	1355	795	377	308	252
Umwandl. Übrige	780	790	628	662	707	696	669	640	641	757	816
Gesamt	14401	14558	14218	13491	12963	12299	10590	9212	7414	6632	6376
davon Endenergie	9234	9127	9310	9060	8733	8408	7602	6822	5451	4636	4387
SZEN KLIMA-19 OPT; 25.4.2019											
Endenergie, (PJ/a)	2000	2005	2010	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Raumwärme	2770	2800	2950	2491	2346	2215	1950	1700	1244	971	933
Warmwasser	450	470	418	418	405	380	335	298	236	198	188
Prozesswärme	2030	2000	2047	2111	2053	1965	1662	1522	1155	965	990
Kraft / Licht/Kommunikation	1233	1272	1336	1350	1346	1339	1325	1253	1181	1174	1156
Kraft mobil (einschl. Strom)	2751	2585	2562	2690	2583	2509	2330	2048	1636	1328	1121
Gesamt	9234	9127	9313	9060	8733	8408	7602	6822	5451	4636	4387
Wärme	5250	5270	5415	5020	4804	4560	3947	3520	2635	2134	2111
Kraft/Licht/Kommunikation/Prozesskälte	3984	3857	3898	4041	3929	3849	3655	3301	2816	2502	2277
SZEN KLIMA-19 OPT; 25.4.2019											

Tabelle D 4: Eckdaten der Stromversorgung: Erzeugung und Leistung, CO₂-Emissionen

Stromerzeugung, TWh/a	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Kernenergie	141	100	97	85	76	67	0	0	0	0	0
Steinkohle, Müll, Pumpsp.	144	140	142	137	107	94	78	43	16	16	16
Braunkohle	146	161	156	150	146	105	50	15	0	0	0
Erdgas, Öl, übr. Gase	98	85	71	91	93	115	134	105	44	17	0
Windenergie	39	52	59	80	112	133	212	290	438	500	507
Fotovoltaik	12	26	36	38	46	54	84	116	166	192	201
Biomasse, Wasser, Erdwärme	55	65	68	72	68	72	77	83	98	109	111
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	2	26	44	58
Saldo EE-Stromimport	0	0	0	0	0	0	3	11	44	92	118
Bruttostromerzeugung*)	633	629	628	651	647	640	638	665	832	970	1011
Bruttostromverbrauch*)	615	606	592	597	596	602	625	660	832	970	1011
Endenergie Strom	528	523	513	518	517	522	536	545	561	570	572
Installierte Leistung, GW	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Kernenergie	20,8	12,0	12,0	10,8	9,5	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle, sonst.	35,1	35,1	35,0	32,2	29,1	24,3	17,7	11,4	3,5	3,5	3,5
Braunkohle	21,7	23,2	22,0	21,2	21,2	14,7	6,8	2,1	0,0	0,0	0,0
Erdgas, Öl,	30,9	31,9	32,5	33,5	33,7	36,0	40,5	41,1	24,8	9,5	0,0
Windenergie	26,9	31,0	38,6	49,4	58,9	68,0	96,5	124,1	172,1	184,0	183,0
Fotovoltaik	18,0	34,1	37,9	40,7	46,0	55,4	86,5	119,1	169,7	193,0	202,7
Biomasse, Wasser, Geoth.	10,9	12,5	13,7	13,9	14,3	14,8	16,5	18,4	23,5	27,6	28,9
EE-Wasserstoff							0,0	0,9	14,8	25,0	31,9
Speicher	6,5	6,5	6,7	6,7	7,0	7,0	8,0	10,0	12,0	12,0	12,0
EE-Importsaldo**)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	7,5	15,0	19,3
Gesamte Bruttoleistung	171	186	198	208	220	228	274	329	428	470	481
Nicht jederzeit einsetzbar ***)	59	81	87	103	122	131	188	247	340	377	387
Gesicherte Leistung, brutto	112	106	112	106	98	98	86	82	87	93	95
Bruttohöchstlast	78	78	78	78	77	77	75	73	68	69	69
Als Reserve verbleibend	33	27	34	27	21	21	10	9	20	24	26
CO₂-Emissionen (Mio. t/a)	317	323	314	301	277	233	170	89	21	10	2
A) CO ₂ -Faktoren, kg/kWh el	0,817	0,836	0,852	0,799	0,803	0,742	0,648	0,549	0,361	0,304	0,149
B) CO ₂ -Faktoren, kg/kWh el	0,500	0,514	0,499	0,463	0,429	0,364	0,266	0,134	0,026	0,010	0,002
*) einschl. Erzeugung in Pumpspeichern, anorganischer Müll u.a. feste Brennstoffe											
**) Technologiemix aus Windenergie, Solarenergie (CSP+PV), Wasserkraft											
***) insbesondere Wind (90-95%), PV (~99%); unvorhergesehen. Ausfälle ; näherungsweise Abschätzung											
A) bezogen auf fossilen Strom; B) bezogen auf gesamte Stromerzeugung											

SZEN KLIMA-19 OPT ; 25.4.2019

Tabelle D 5: Eckdaten der Wärmeversorgung

Struktur der Wärmeversorgung, (PJ/a)	SZEN: KLIMA-19 OPT											
	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060	
Solarkollektoren	20	24	26	28	32	35	65	104	204	254	268	
Umweltw., Geotherm.	25	31	38	45	53	66	113	159	268	351	378	
Biomasse	554	574	554	526	530	547	546	557	547	549	550	
Wasserstoff (KWK, Ind.)	0	0	0	0	0	0	7	40	166	252	282	
Fern- +Nahwärme, fos.	480	461	426	452	444	435	403	379	266	136	71	
Industr. KWK, fossil	286	242	230	260	258	251	206	152	42	29	9	
Gase; direkt	2020	1645	1580	1750	1700	1680	1805	1542	599	34	0	
Kohlen; direkt	460	452	450	430	340	270	150	70	0	0	0	
Heizöl; direkt	1055	1090	976	1057	975	789	143	3	15	1	0	
Stromwärme*)	516	506	461	472	471	487	509	514	527	528	554	
Gesamte Wärme	5416	5025	4741	5020	4804	4560	3947	3520	2635	2134	2111	
2008 = 100	98,5	91,4	86,2	91,3	87,3	82,9	71,8	64,0	47,9	38,8	38,4	
- davon aus EE-Quellen (einschl. Stromanteil)		649	663	738	781	847	1035	1254	1682	1923	2030	
Anteil EE (%)		12,9	14,0	14,7	16,3	18,6	26,2	35,6	63,8	90,1	96,1	
Gesamte Wärme ohne Stromwärme	4900	4519	4280	4548	4332	4073	3438	3006	2108	1606	1557	
- davon EE	599	629	618	599	615	648	731	860	1185	1406	1478	
Anteil EE (%)	12,2	13,9	14,4	13,2	14,2	15,9	21,3	28,6	56,2	87,5	94,9	
KWK-Wärme (fossil, Biomasse, Geoth.)	779	784	756	820	821	821	790	750	698	633	579	
Anteil an ges. Wärme, (%)	14,4	15,6	15,9	16,3	17,1	18,0	20,0	21,3	26,5	29,7	27,4	

*) Summe aller Einsatzarten von Strom zur Raumwärme-, Warmwasser- und Prozesswärmebereitstellung

SZEN KLIMA-19 OPT ; 25.4.2019

Tabelle D 6: Stromverwendung im Wärmesektor

	SZEN: KLIMA-19 OPT											
	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	
"konvent." Raumheizung	17,5	18,7	17	14	11	10	8	6	4	2	0	
Warmwasser	24,4	24,4	24	22	21	20	19	19	18	17	17	
"konvent." Prozesswärme	84,0	80,0	80	80	65	56	47	46	44	43	42	
Wärmepumpen	5,1	5,9	7	11	15	19	22	25	27	28	28	
Wärmenetze	0	0	7	14	26	27	28	28	29	31	34	
"neue" Prozesswärme (Ind)	0,0	1,9	1	0	5	13	22	23	25	29	33	
Ges. Stromwärme	131,0	131,0	135	142	143	145	146	147	147	150	154	
"konventionelle " Wärme	125,9	123,2	121	116	97	86	74	70	66	62	59	
"neue" Wärme	5,1	7,8	15	25	46	59	72	76	81	88	95	
Anteil an ges. Stromverbr. (%)	25,3	25,3	25,9	26,4	26,2	26	26,1	26	25,7	26	26,9	
davon aus EE-Quellen (TWh/	38,5	46,2	55	84	110	124	138	141	144	148	153	
davon aus EE-Quellen (PJ/a)	139	166	199	304	394	445	496	507	517	534	552	
SZEN KLIMA-19 OPT ; 25.4.2019												
Ges. Stromwärme (PJ/a)	472	471	487	509	514	521	527	528	528	541	554	
"konventionelle " Wärme	453	443	434	418	349	308	268	253	238	225	211	
"neue" Wärme	18	28	53	91	166	212	259	275	291	317	343	

Tabelle D 7: Energieeinsatz im Verkehr nach Energieträgern und Verkehrsmittel

	SZEN: KLIMA-19 OPT									
	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Energieeinsatz im Verkehr; PJ/a										
Benzin	761	763	714	683	653	551	353	123	26	0
Diesel	1232	1307	1417	1329	1273	1094	906	468	102	0
Kerosin	381	368	390	393	393	411	356	267	172	74
Biokraftstoffe	123	116	108	114	118	130	150	170	180	180
Erdgas	20	20	20	20	20	30	35	38	40	42
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	18	55	259	459	474
Elektrizität	44	42	41	43	53	95	193	310	350	351
Endenergie gesamt	2560	2616	2690	2583	2509	2330	2048	1636	1328	1121
Personenverkehr	1864	1892	1930	1849	1785	1624	1395	1060	835	681
Güterverkehr	696	724	761	734	724	706	654	576	493	440
PKW	1462	1503	1528	1446	1385	1212	990	706	543	418
LKW	614	641	672	645	634	611	559	484	404	354
Busse	34	34	35	35	33	33	32	32	32	32
Bahn	59	58	55	54	53	53	51	52	51	53
Schiff	11	11	11	11	11	11	11	11	12	11
Flugzeug	381	368	390	393	393	411	405	351	286	254

SZEN KLIMA-19 OPT ; 25.4.2019

Tabelle D 8: Energieverbrauch und CO₂-Emissionen im Personen- und Güterverkehr

	SZEN: KLIMA-19 OPT										
	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen im Verkehr											
Personenverkehr											
- fossile Kraftstoffe (PJ/a)	1737	1737	1766	1811	1733	1657	1453	1114	588	244	92
- EE-Kraftstoffe (PJ/a)***)	107	103	103	97	92	96	103	151	267	363	361
- CO ₂ (Mio. t/a)	116	116	118	122	120	112	99	76	39	15	5
- Strom (PJ/a)	23	24	23	23	24	32	68	130	205	228	228
CO ₂ (Mio. t/a)	4	4	4	4	4	4	6	6	2	1	0
Endenergie (PJ/a)	1867	1864	1892	1930	1849	1785	1624	1395	1060	835	681
CO₂ (Mio. t/a)**)	120	120	122	125	123	116	105	82	41	16	5
Güterverkehr											
- fossile Kraftstoffe (PJ/a)	656	657	692	731	692	681	634	537	309	95	24
- EE-Kraftstoffe (PJ/a)***)	15	20	13	11	22	22	45	53	162	276	293
- CO ₂ (Mio. t/a)	44	44	46	49	48	46	43	36	21	6	1
- Strom (PJ/a)	21	20	19	18	20	21	27	63	105	122	123
CO ₂ (Mio. t/a)	3	3	3	3	3	3	2	3	1	1	0
Endenergie (PJ/a)	692	696	724	761	734	724	706	654	576	493	440
CO₂ (Mio. t/a)**)	47	47	50	52	51	49	45	39	22	7	1
Verkehr gesamt											
- fossile Kraftstoffe (PJ/a)	2393	2394	2458	2541	2426	2338	2087	1651	896	339	116
- EE-Kraftstoffe (PJ/a)***)	122	123	116	108	114	118	148	205	429	639	654
- CO ₂ (Mio. t/a)	160	160	165	171	168	158	142	112	60	21	6
- Strom (PJ/a)	44	44	42	41	43	53	95	193	310	350	351
- CO ₂ (Mio. t/a)	7	7	7	7	6	7	8	9	3	2	0
Endenergie (PJ/a)	2559	2560	2616	2690	2583	2509	2330	2048	1636	1328	1121
CO₂ (Mio. t/a)**)	167	167	172	177	174	165	150	121	63	23	7
EE-Endenergie (einschl. Stromanteil)	129	133	127	120	130	146	225	386	736	988	1005
Anteil EE, % (einschl. Strom)	5,1	5,2	4,9	4,5	5,0	5,8	9,7	18,9	45,0	74,4	89,7

**) einschließlich Stromanteil

***) einschließlich EE-Wasserstoff ab 2025

SZEN KLIMA-19 OPT ; 25.4.2019

Tabelle D 9a: THG-Emissionen nach Sektoren gemäß Klimakonvention (oben) und nach Stromerzeugung, sowie Brenn- und Kraftstoffverbrauch (unten)

Mio. tCO ₂ äq/a	1990	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Energiewirtschaft	466	369	377	360	344	311	265	195	110	34	15	4
Industrie	285	178	180	180	193	196	167	123	88	41	9	2
Gebäude	210	149	130	119	125	117	102	71	49	13	1	0
Verkehr	163	162	153	159	165	161	152	136	106	57	20	6
Landwirtschaft	90	70	71	74	73	70	69	55	43	12	1	0
Sonstige (Abfallwirtsch. etc)	38	14	13	11	10	10	8	6	4	1	0	0
Gesamte THG-Emiss.	1252	942	925	903	911	866	764	586	400	157	46	12
Sektorale Gliederung (THG)												
	1990	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060
Stromerzeugung	405	325	336	326	314	290	244	179	96	26	12	2
Wärmeerzeugung	465	303	287	272	285	272	232	161	113	36	7	1
Kraftstoffverbrauch	170	170	162	167	173	170	160	143	112	60	21	6
Land- und Abfallwirt., sonst	145	92	91	88	87	85	81	64	50	15	2	0
Industrieprozesse u.a.	67	52	49	51	51	50	46	40	30	20	4	2

SZEN KLIMA-19 OPT ; 25.4.2019

Tabelle D 9b: CO₂-Emissionen nach Energieträgern bzw. nach Nutzungsarten

Zuordnung CO ₂ -Emissionen (Mio. t CO ₂)												
	1990	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2040	2050	2060	
Strom Braunkohle	180	164	160	153	149	109	53	16	0	0	0	
Strom Steinkohle, Müll, Sonst	164	126	129	117	96	80	63	31	2	2	2	
Strom Erdgas (Öl)	22	33	25	31	33	43	53	42	19	7	0	
Raumwärme	241	150	137	148	138	117	82	55	17	3	1	
Prozesswärme+WW	186	130	127	131	127	109	74	54	17	3	1	
Kraftstoffe	163	160	165	171	168	158	142	112	60	21	6	
Industrieprozesse *)	95	51	50	51	50	46	40	30	20	4	2	
Insgesamt CO₂	1052	814	793	802	760	664	508	341	135	41	12	
andere THG												
Methan, Lachgas, FKW u.a.	200	111	110	109	106	100	78	59	22	5	0	
Insgesamt THG	1252	925	903	911	866	764	586	400	157	46	12	

*) einschl. nichtverbrenns. bedingte CO₂-Emissionen aus Landwirtschaft und Energiewirtschaft

SZEN KLIMA-19 OPT ; 25.4.2019

Tabelle D 10 a,b: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (oben) und installierte Leistungen (unten)

EE-Stromerzeugung, TWh/a	SZEN: KLIMA-19 OPT															
	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	
Wasserkraft	20,4	20,9	21,8	19,6	20,5	16,5	18,7	19,4	20,8	21,3	21,8	22,0	22,2	22,4	22,6	
Wind Land	40,6	38,4	50,9	57,0	67,7	92,2	102,2	139,7	174,0	212,2	239,0	259,0	274,8	281,2	279,7	
Wind Offshore	0,0	0,2	0,7	1,5	12,3	19,3	30,7	72,1	115,6	160,9	199,2	218,4	224,8	227,7	227,7	
Fotovoltaik	4,4	11,7	26,4	36,1	38,1	46,2	53,6	84,0	115,7	142,2	166,3	186,5	191,5	195,5	201,2	
Biogas, Klär-, Dep.gas, flüss. B.	14,0	18,8	27,6	31,4	34,2	34,4	34,9	35,5	35,6	35,7	35,8	35,9	35,9	35,9	35,9	
Feste Biomasse, biog. Abfall	14,0	15,1	15,7	16,9	16,7	16,9	18,7	21,3	23,9	27,8	31,6	32,9	34,3	34,7	34,7	
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	1,2	2,9	5,2	8,7	13,0	16,8	17,4	17,9	
Gesamt in D	93,5	105,2	143,1	162,5	189,7	225,7	259,0	373,2	488,5	605,2	702,4	767,7	800,4	814,8	819,6	
Saldo Europ. Verbund *)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	11,0	24,3	44,2	69,3	92,3	108,9	118,1	
Gesamt	93,5	105,2	143,1	162,5	189,7	225,7	259,0	375,8	499,6	629,5	746,5	837,0	892,7	923,7	937,6	

*) Technologiemix aus Windkraft, Solarenergie (CSP+PV), Wasserkraft

ARES-KLIMA19 OPT; 25.4.2019

Installierte EE-Leistung; GWel	SZEN: KLIMA-19 OPT															
	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	
Wasserkraft	5,2	5,4	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	5,9	6,1	6,3	6,4	6,5	6,6	6,6	6,7	
Wind Onshore	23,8	27,0	30,7	37,6	45,3	52,6	58,5	76,5	92,8	110,2	121,0	126,3	127,8	127,8	126,8	
Wind Offshore (am Netz)	0,0	0,1	0,3	1,0	4,2	6,4	9,5	20,0	31,2	42,3	51,1	54,6	56,2	56,2	56,2	
Fotovoltaik	6,2	17,9	33,0	37,9	40,9	46,0	55,4	86,5	119,1	146,1	169,8	189,2	193,0	197,0	202,7	
feste Biomasse, biog. Abfall	2,8	3,5	3,0	3,6	3,6	3,7	4,0	4,3	4,8	5,4	6,0	6,2	6,4	6,5	6,5	
gasf., flüssige Biomasse	2,2	3,7	5,2	5,7	6,0	6,1	6,5	7,1	7,9	8,5	9,2	9,7	10,2	10,9	11,6	
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	1,1	1,7	2,4	3,0	3,0	3,0	
Gesamt in D	40,2	57,7	77,8	91,5	105,5	120,5	139,6	200,7	262,6	320,0	365,2	395,0	403,3	408,0	413,5	
Saldo Europ. EE-Stromverbund *	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1,0	2,0	4,3	7,5	11,5	15,0	17,8	19,3	
Gesamt für D	40,2	57,7	77,8	91,5	105,5	120,5	139,6	201,7	264,6	324,3	372,8	406,5	418,3	425,8	432,7	

*) Technologiemix aus Windkraft, Solarenergie (CSP+PV), Wasserkraft

Tabelle D 11: Wärmebereitstellung mittels erneuerbarer Energien (ohne EE-Stromwärme)

TWh/a	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
A) aus EEG-Anlagen (KWK)	9,5	15,8	18,5	21,2	24,3	25,4	28,4	32,9	38,4	45,5	52,1	56,3	59,9	63,0
Biomasse fest	1,4	2,5	3,5	3,6	4,1	4,2	6,5	10,5	15,8	22,9	29,4	33,5	37,1	40,2
Biogas, Deponie-, Klärgas, Flüssige Biomasse	8,1	13,3	15,0	17,7	20,2	21,3	21,9	22,4	22,5	22,6	22,7	22,8	22,8	22,8
B) weitere Biomassen	53,5	138,0	141,0	132,8	121,8	121,9	123,5	118,8	116,4	109,0	99,9	96,3	92,6	90,5
Heizwerke, feste Biomasse	1,4	1,7	2,2	2,0	2,2	2,3	3,3	4,6	6,2	9,1	13,2	18,0	19,6	24,5
Einzelheizungen, fest	109,3	129,1	129,8	119,4	107,9	106,8	107,4	101,5	97,5	87,2	73,9	65,5	60,1	54,0
Biogener Abfall (KWK)	7,5	7,3	9,0	11,4	11,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,8	12,9	12,0
Biowärme gesamt	55,0	153,9	159,5	154,0	146,1	147,3	151,9	151,7	154,7	154,5	151,9	152,6	152,5	153,5
davon KWK-Wärme	17,0	23,1	27,5	32,6	36,0	38,2	41,1	45,6	51,1	58,2	64,8	69,1	72,8	75,0
feste Biomasse, gesamt	112,0	133,3	135,5	125,0	114,2	113,3	117,3	116,6	119,5	119,2	116,5	117,0	116,8	118,7
Solkollektoren	1,3	5,6	6,8	7,2	7,7	8,9	9,8	17,9	28,9	42,6	56,7	65,9	70,7	74,3
Einzelanlagen	4,5	5,6	6,8	7,2	7,6	8,8	9,7	17,3	27,0	38,6	50,0	56,1	58,7	60,6
Nahwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,7	1,9	4,0	6,7	9,8	12,0	13,8
Umweltwärme/Geothermie	2,2	6,6	8,6	10,7	12,6	14,7	18,1	31,5	44,1	58,5	74,5	87,0	97,4	104,9
Hydrothermal, tiefe Geotherm.	0,6	0,7	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	4,7	8,4	13,2	18,9	23,8	27,6	29,8
Wärmepumpen	4,2	5,9	7,8	9,7	11,4	13,3	16,5	26,8	35,7	45,3	55,6	63,3	69,8	75,1
KWK aus EE-Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	28,6	46,2	58,0	69,8	78,4
EE-Wärme gesamt	136,9	166,1	174,9	172,0	166,3	170,9	179,8	201,1	238,8	284,2	329,3	363,5	390,4	411,1
	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
KWK (Biomasse)	17,0	23,1	27,5	32,6	36,0	38,2	41,1	45,6	51,1	58,2	64,8	69,1	72,8	75,0
KWK (EE-H2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	28,6	46,2	58,0	69,8	78,4
Andere Nahwärme*)	2,0	2,4	3,0	3,0	3,5	3,8	5,1	9,9	16,5	26,3	38,8	51,5	59,2	68,1
Nahwärme (mit/ohne KWK)	18,9	25,5	30,5	35,6	39,4	41,9	46,2	55,6	78,6	113,1	149,8	178,6	201,8	221,5
Biomasse-Einzelheiz.	109,3	129,1	129,8	119,4	107,9	106,8	107,4	101,5	97,5	87,2	73,9	65,5	60,1	54,0
Solarthermie-Einzel	4,5	5,6	6,8	7,2	7,6	8,8	9,7	17,3	27,0	38,6	50,0	56,1	58,7	60,6
Wärmepumpen	4,2	5,9	7,8	9,7	11,4	13,3	16,5	26,8	35,7	45,3	55,6	63,3	69,8	75,1
Einzelanlagen	118,0	140,6	144,4	136,3	126,9	129,0	133,6	145,6	160,2	171,1	179,5	184,9	188,6	189,6

*) Biomasse-Heizwerke, Solarthermie, Hydrothermale Wärme,

ARES-KLIMA19 OPT; 25.4.2019

Tabelle D 12: Jährliche Brutto-Installation der Anlagen zur EE-Stromerzeugung

		Jährliche Brutto-Leistungsinstallation; MW/a				SZEN: KLIMA-19 OPT			
		S T R O M (MWel/a)						Strom	
		Wasser	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovolt.	Geothermie	Stromimport E (oh. biog. Mü)	Biomasse	gesamt MWel/a
	2000	0	1662	0	44	0	0	111	1817
	2001	19	2641	0	120	0	0	131	2911
	2002	126	3238	0	150	0	0	204	3718
	2003	35	2617	0	180	0	0	402	3234
	2004	252	2019	0	512	0	0	290	3073
	2005	44	1763	0	980	0	0	687	3474
	2006	2	2193	0	1020	0	0	639	3854
	2007	0	1615	0	1271	2	0	400	3288
	2008	9	1632	10	1813	0	0	271	3735
	2009	196	1817	25	4446	3	0	776	7263
	2010	86	1380	45	7338	0	0	714	9563
	2011	237	1870	108	7485	0	0	763	10463
	2012	2	1973	80	7604	13	0	752	10424
	2013	2	2410	354	3304	16	0	375	6461
	2014	9	4943	372	1600	0	0	177	7101
	2015	29	4069	2303	1456	1	0	131	7989
	2016	31	4097	853	1477	3	0	204	6665
	2017	25	5437	1217	1530	0	0	120	8329
	2018	25	2813	1050	3600	0	0	83	7571
	2019	45	3800	1400	4200	12	0	339	9796
	2020	55	4500	1700	5200	20	0	256	11731
	2025	63	5150	2100	6300	40	105	426	14091
	2030	70	5800	2300	7300	70	300	611	16451
	2035	63	6000	2400	7400	100	450	713	17125
	2040	55	6200	2500	7800	140	650	612	17957
	2045	50	6200	2500	8000	180	900	730	18560
	2050	45	6000	2500	8100	180	1000	787	18612
	2055	45	5960	2340	8100	100	1000	621	18166
	2060	45	5960	2190	7800	138	950	623	17706
	Mittelwert	65	2787	316	2490	2	0	420	6080
	2000 - 2017								
	Mittelwert	61	5066	2012	6231	45	156	451	13985
	2018-2030								
	Mittelwert	62	7020	2788	9083	151	875	783	20763
	2031-2060								

Tabelle D 13: Jährliche Netto-Installation der Anlagen zur EE-Stromerzeugung

		Jährlicher Leistungszuwachs (netto); MW/a					SZEN: KLIMA-19 OPT		
		STROM (MWel/a)							Strom gesamt MWel/a
		Wasser	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovolt.	Geothermie	Stromimport	E Biomasse (oh. biog. Mü)	
	2000	0	1662	0	44	0	0	111	1817
	2001	0	2641	0	120	0	0	131	2891
	2002	107	3238	0	150	0	0	204	3698
	2003	16	2617	0	180	0	0	402	3215
	2004	233	2019	0	512	0	0	290	3054
	2005	25	1763	0	980	0	0	687	3455
	2006	0	2193	0	1020	0	0	639	3852
	2007	0	1615	0	1271	2	0	400	3288
	2008	0	1632	10	1813	0	0	271	3726
	2009	177	1817	25	4446	3	0	776	7244
	2010	67	1380	45	7338	0	0	714	9544
	2011	218	1845	108	7485	0	0	763	10419
	2012	0	1854	80	7604	13	0	752	10303
	2013	0	2258	354	3304	16	0	375	6307
	2014	0	4651	372	1600	0	0	177	6800
	2015	10	3677	2303	1456	1	0	131	7577
	2016	12	3986	853	1476	3	0	204	6534
	2017	6	5009	1217	1526	0	0	120	7878
	2018	0	2273	1050	3597	0	0	83	7003
	2019	26	3012	1400	4197	12	0	318	8964
	2020	36	2942	1700	5194	20	0	228	10120
	2025	41	3601	2100	6227	40	203	193	12404
	2030	47	3260	2246	6507	69	203	247	12580
	2035	37	2904	2016	5414	94	450	247	11162
	2040	28	2157	1747	4733	133	650	252	9700
	2045	21	1060	708	3529	140	795	144	6398
	2050	14	300	320	760	110	700	152	2355
	2055	12	0	0	889	0	550	138	1589
	2060	11	-200	0	1140	-2	300	138	1387
	Mittelwert 2000 - 2015	57	2457	220	2622	2	0	455	5813
	Mittelwert 2016-2030	33	3549	1815	5217	29	135	192	10969
	Mittelwert 2031-2060	24	1321	908	3278	78	598	176	6383

E) Vergleich der Szenarien: TREND-18; KLIMA-18 PLAN; KLIMA-18 OPT

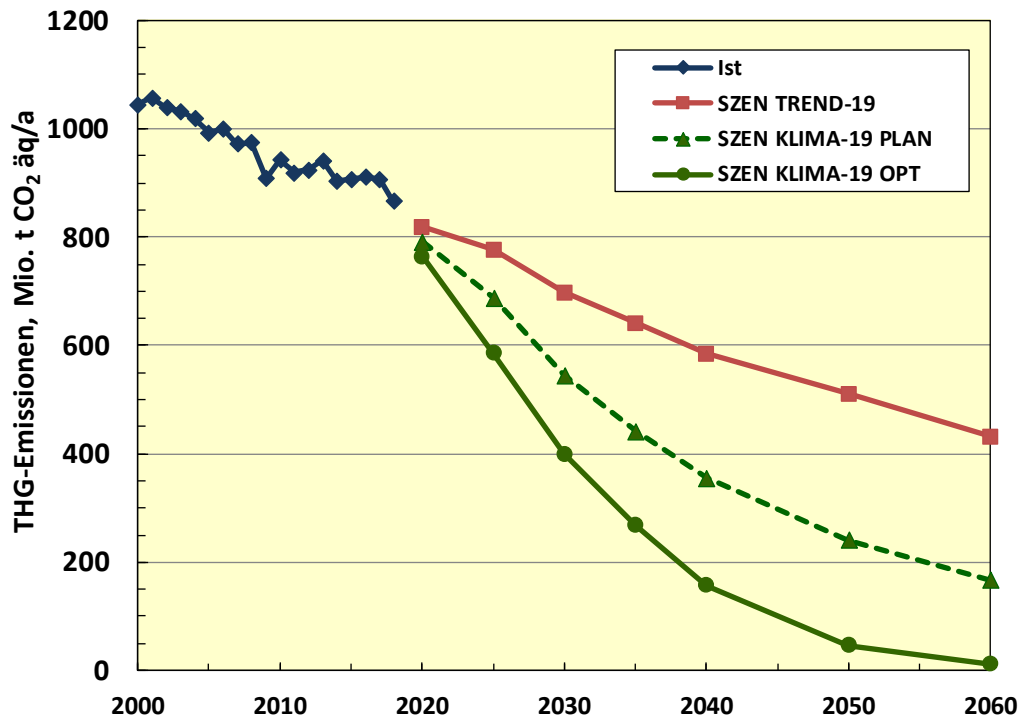


Abbildung E 1: Gesamte THG - Emissionen

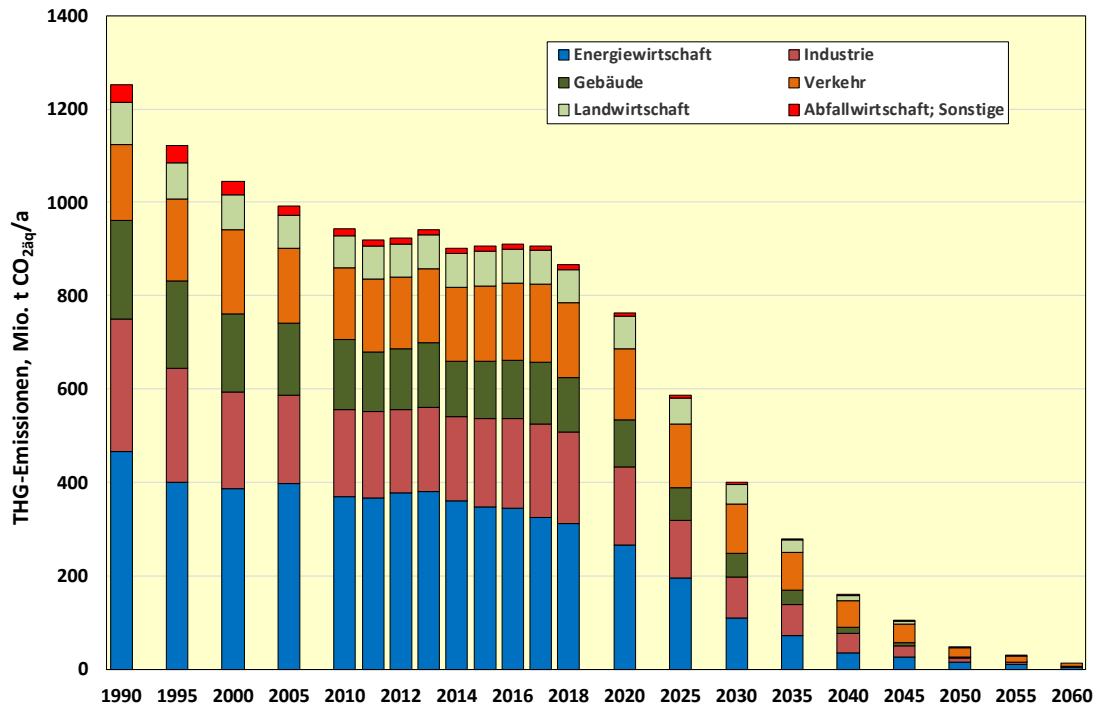


Abbildung E2: Struktur der THG-Emissionen im Szenario KLIMA-19 OPT

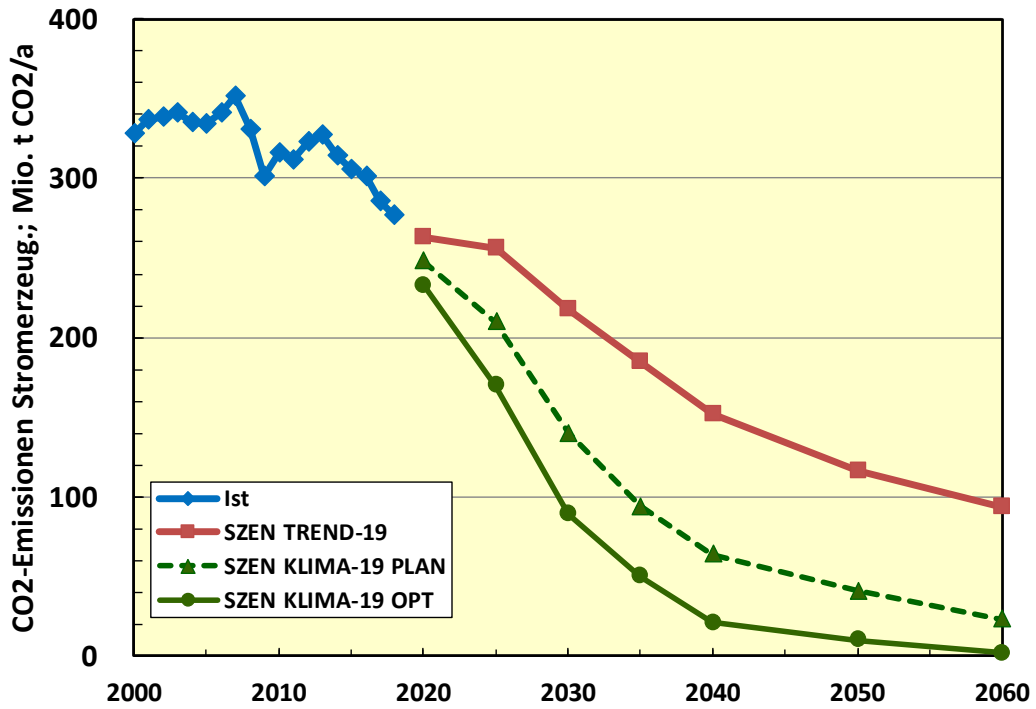


Abbildung E 3: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

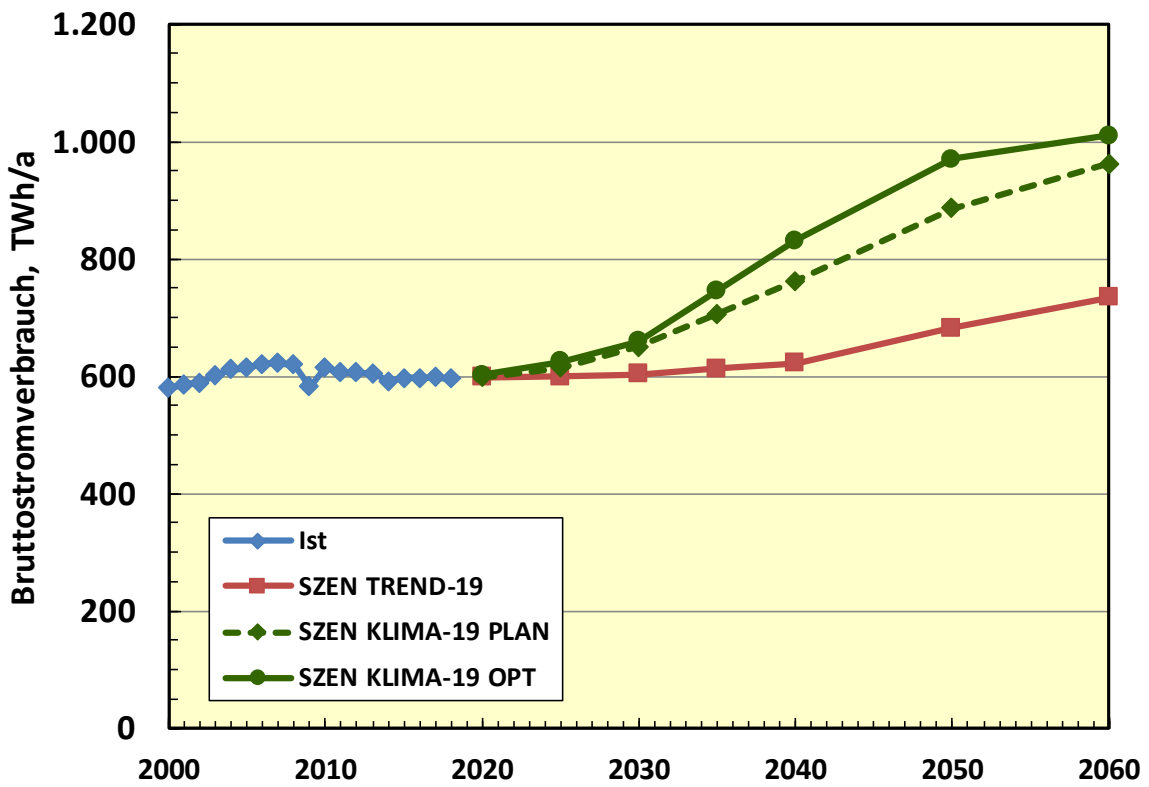


Abbildung E 4: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

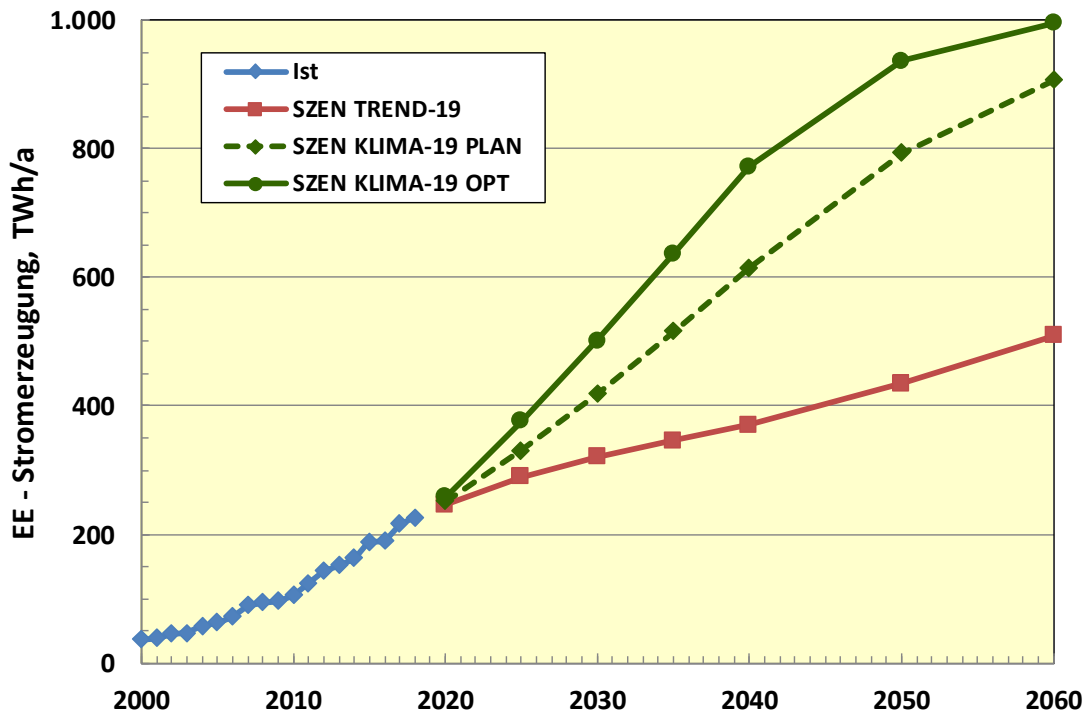


Abbildung E 5: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

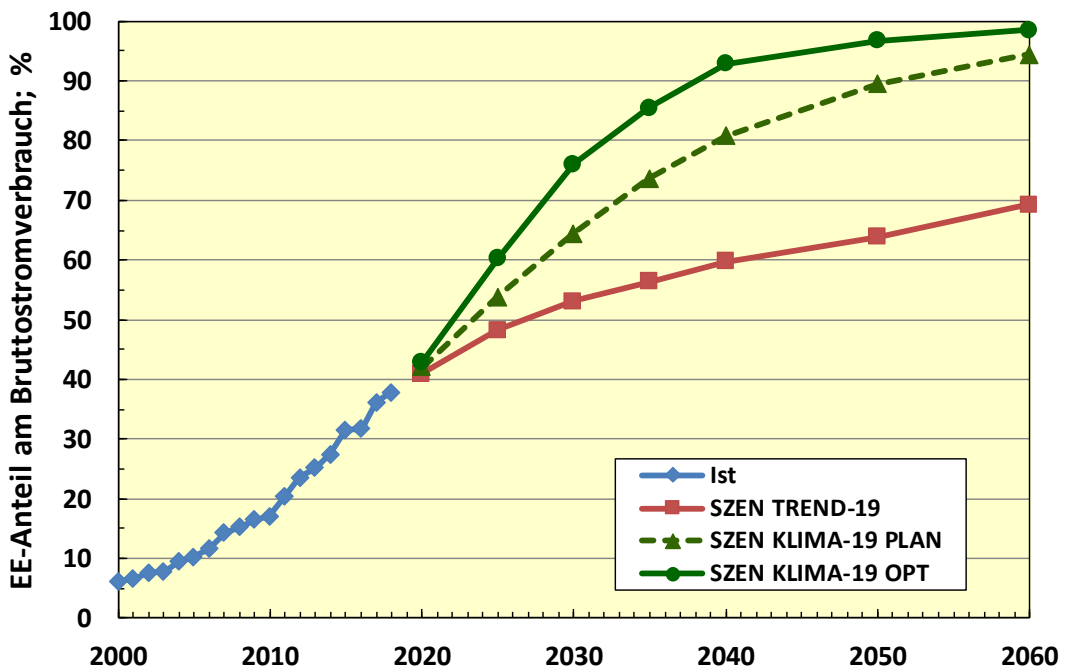


Abbildung E 6: EE-Anteil am Bruttostromverbrauch

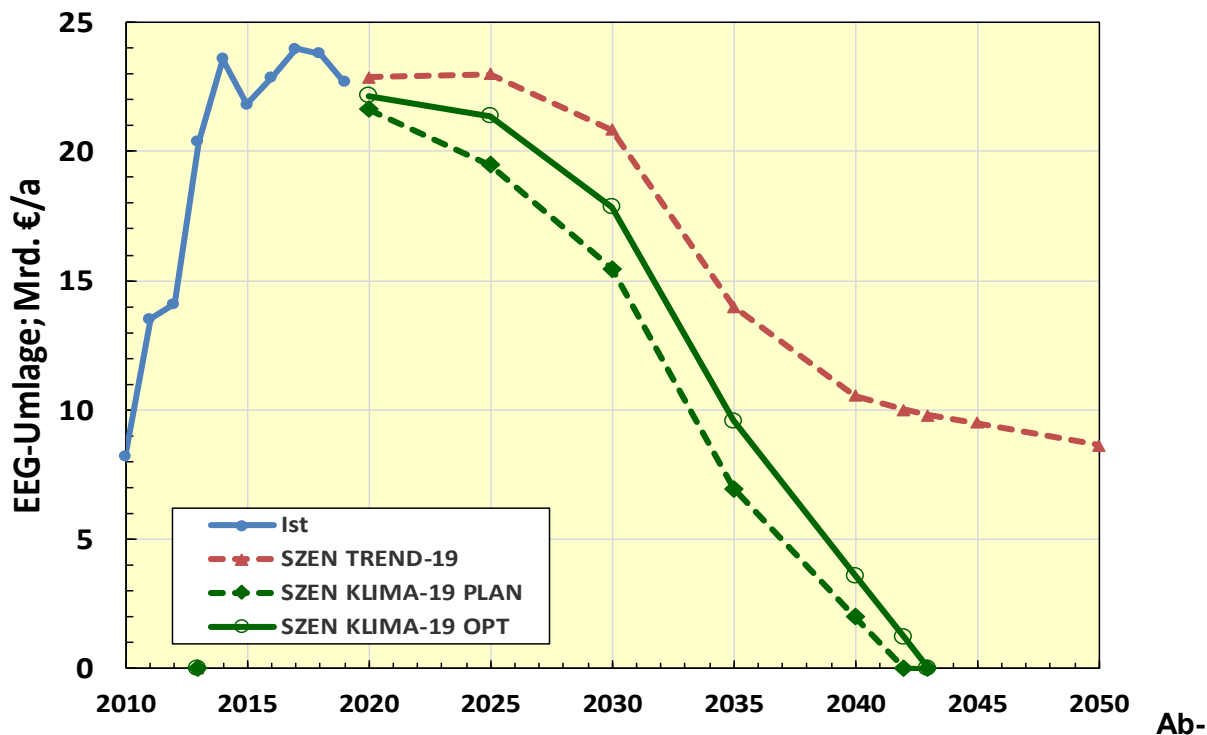


Abbildung E 7: Entwicklung der EEG-Umlage (Szenario TREND ohne steigenden CO₂-Preis)

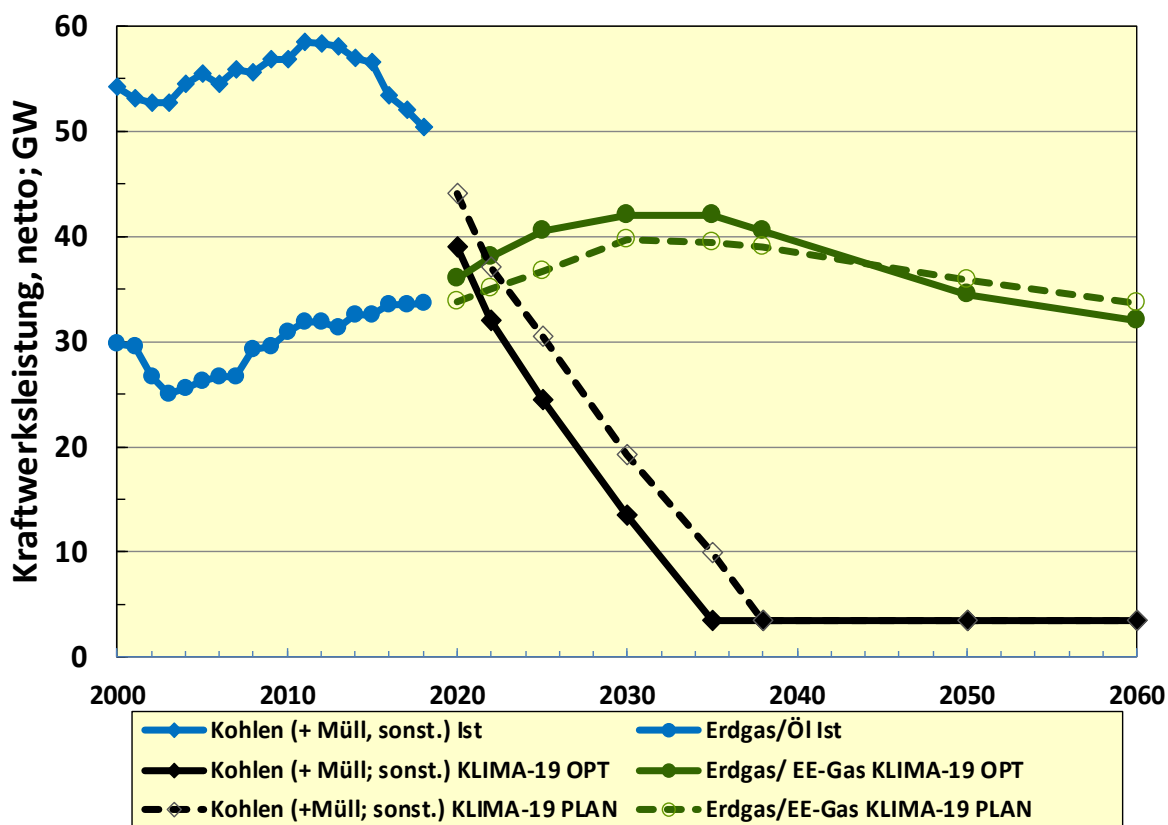


Abbildung E 8: Kraftwerksleistung Kohlen (einschl. Müll-HKW) und Erdgas/Öl (einschl. EE-Wasserstoff) in den Szenarien KLIMA-19 PLAN und KLIMA-19 OPT

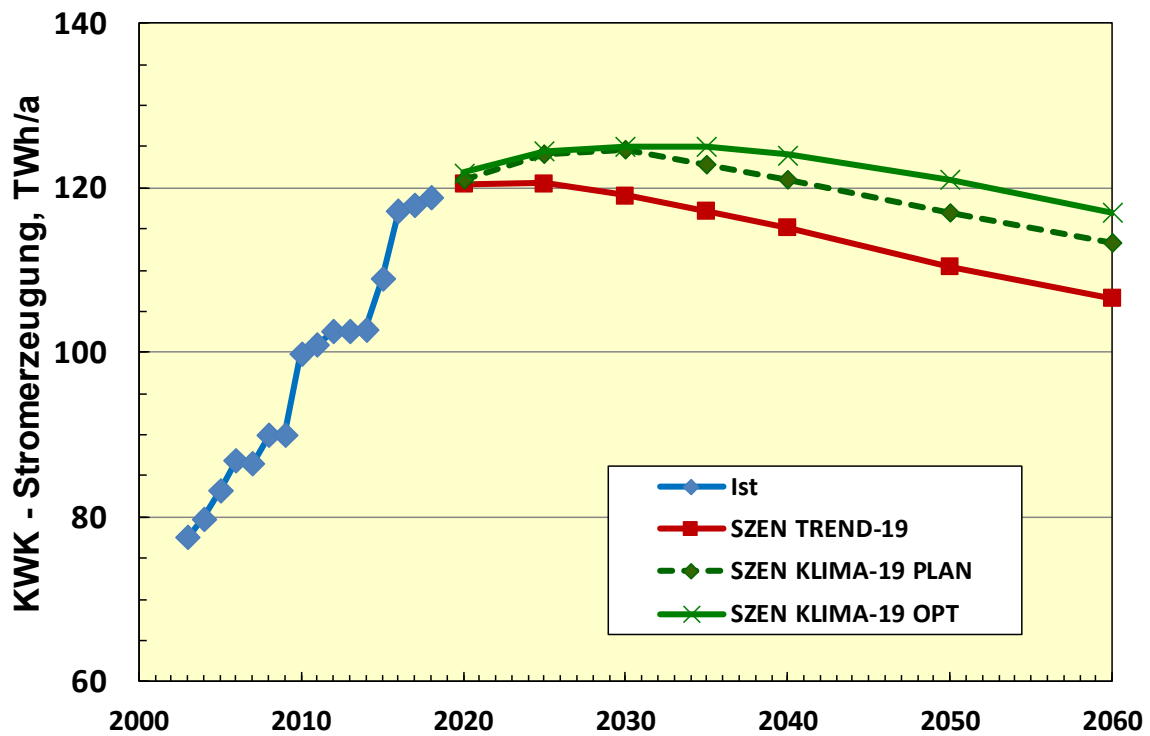


Abbildung E 9: Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlage

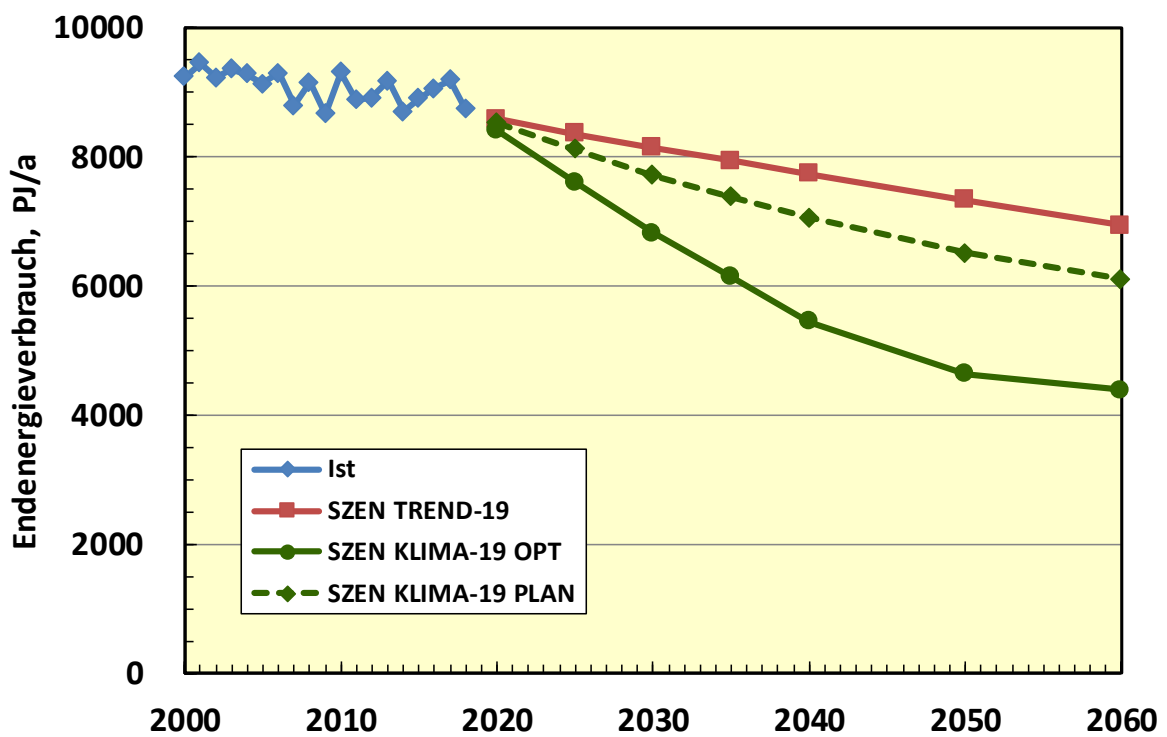


Abbildung E 10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs

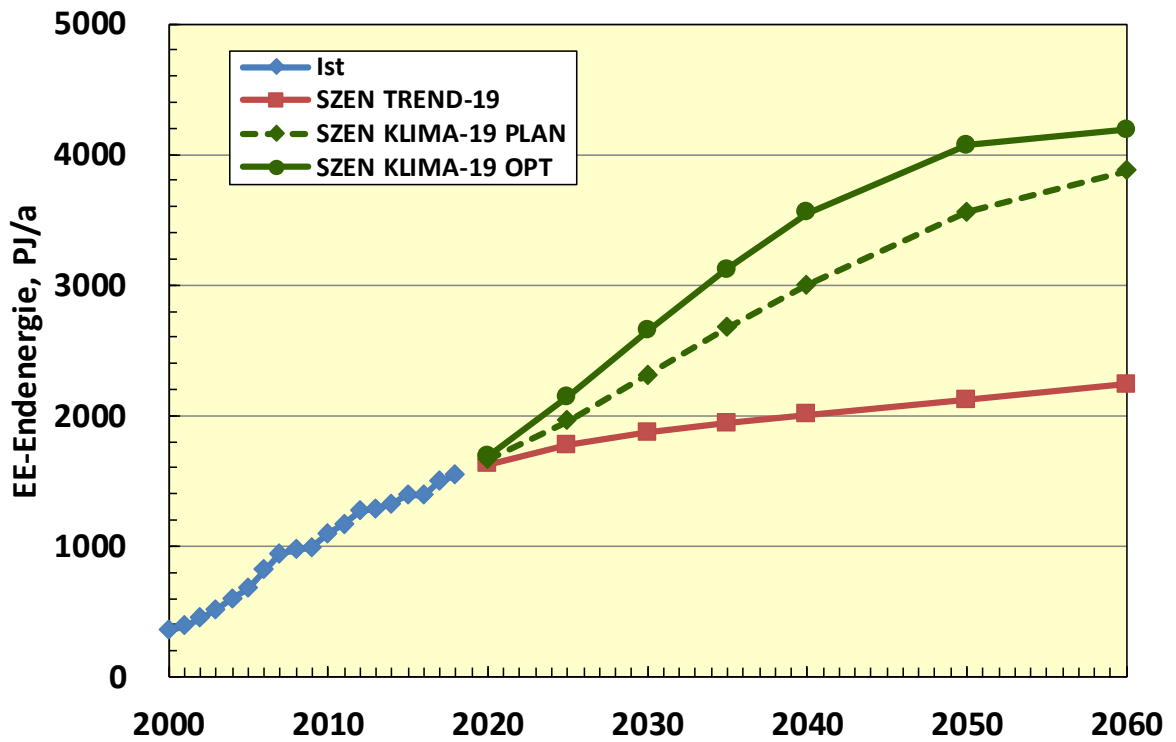


Abbildung E 11: Entwicklung des Endenergieverbrauchs erneuerbarer Energien

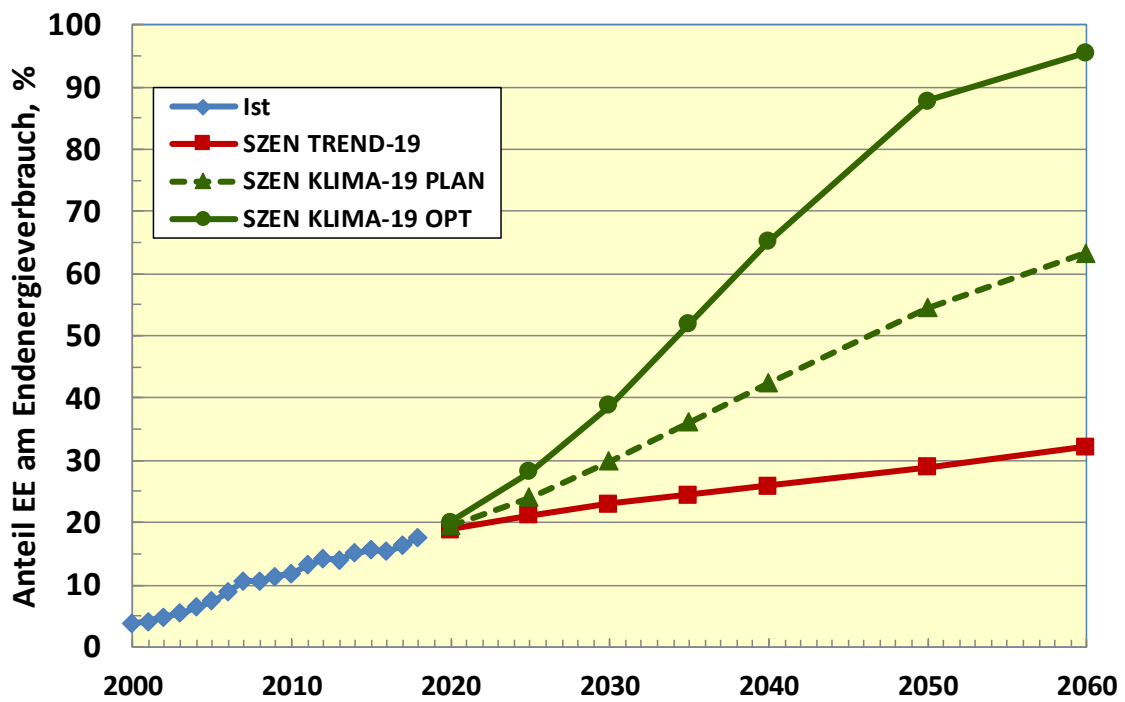


Abbildung E 12: EE-Anteil am gesamten Endenergieverbrauch

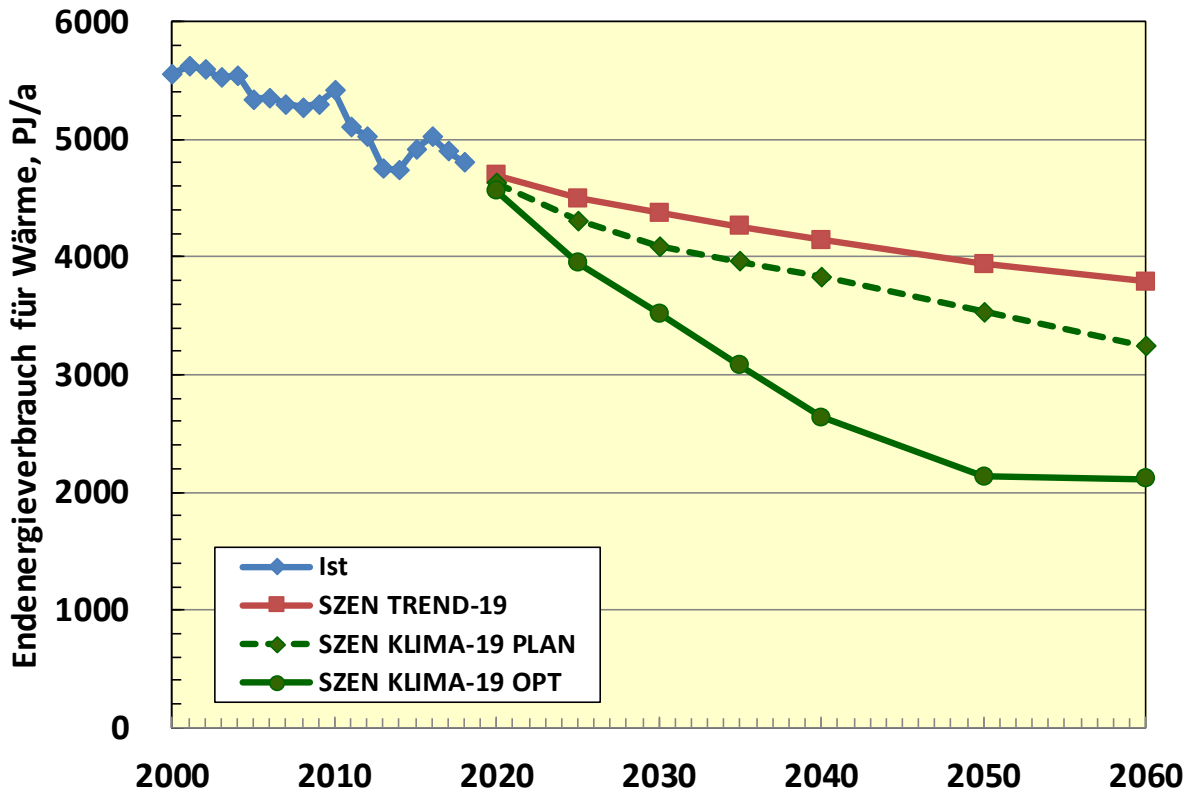


Abbildung E 13: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Wärmezwecke

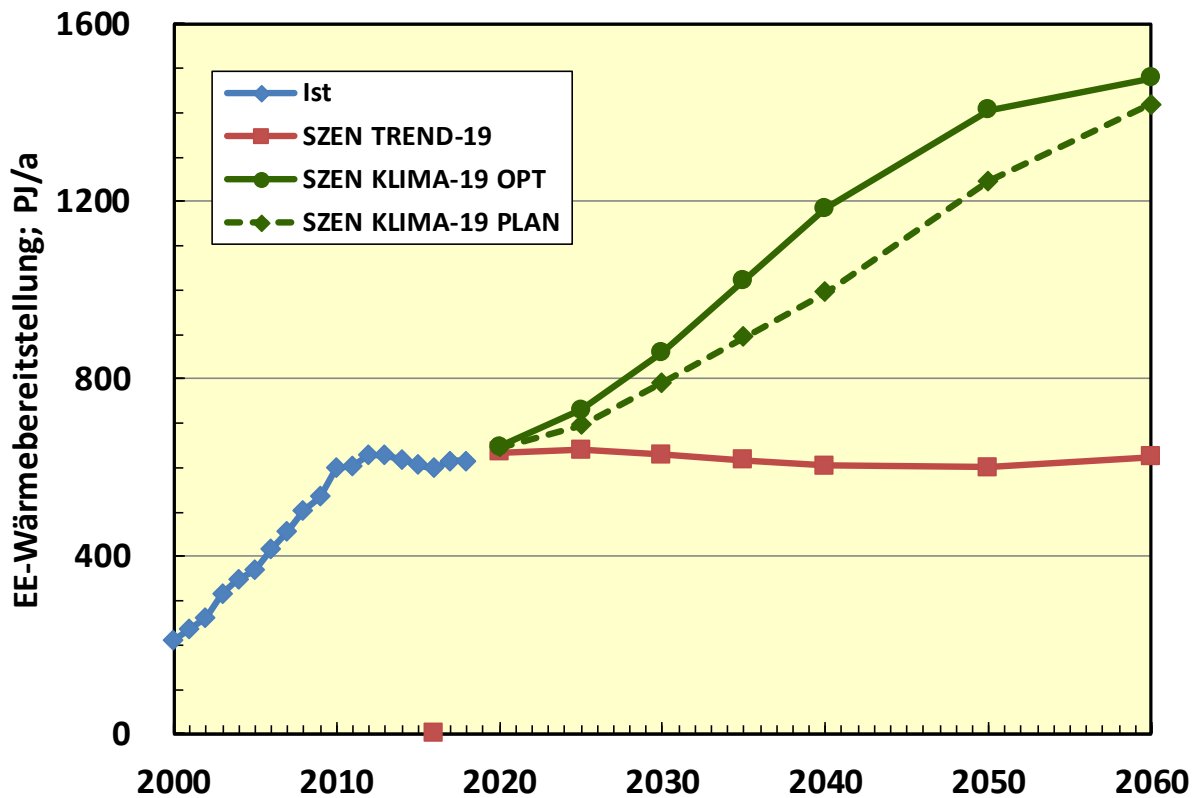


Abbildung E 14: EE- Wärmebereitstellung (ohne Wärmeanteil durch EE-Strom)

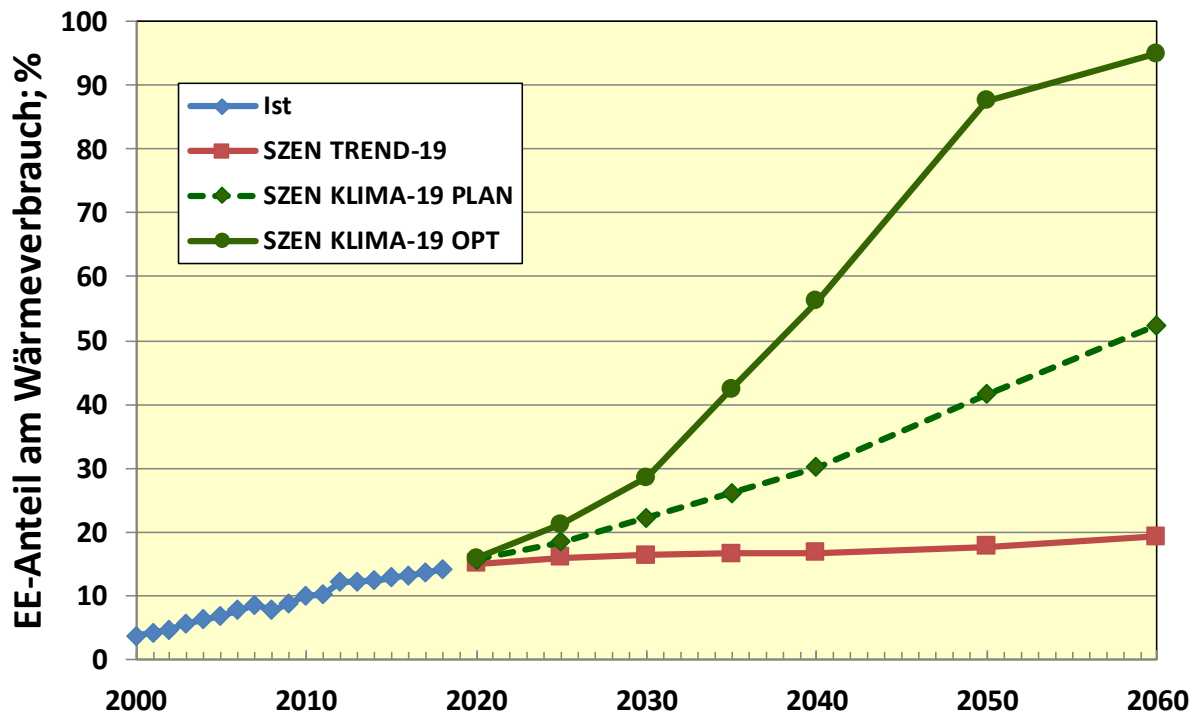


Abbildung E 15: EE-Anteil am Wärmeverbrauch (ohne EE-Stromwärme)

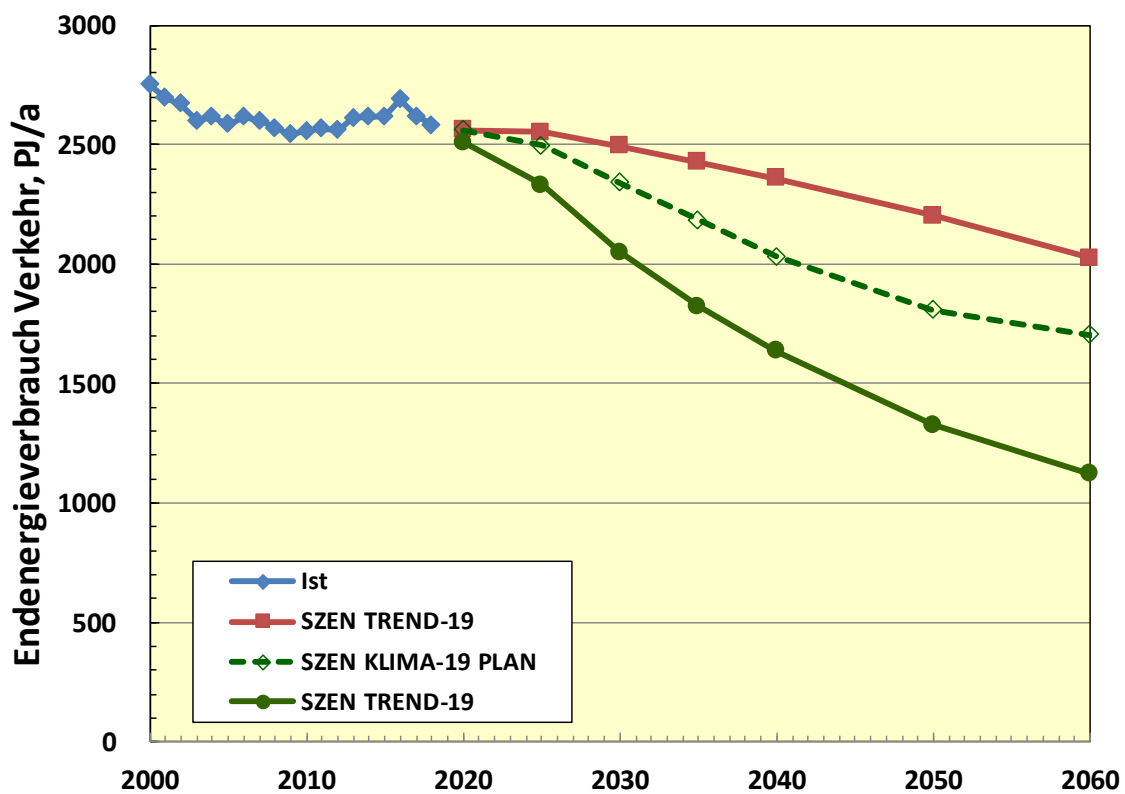


Abbildung E 16: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr

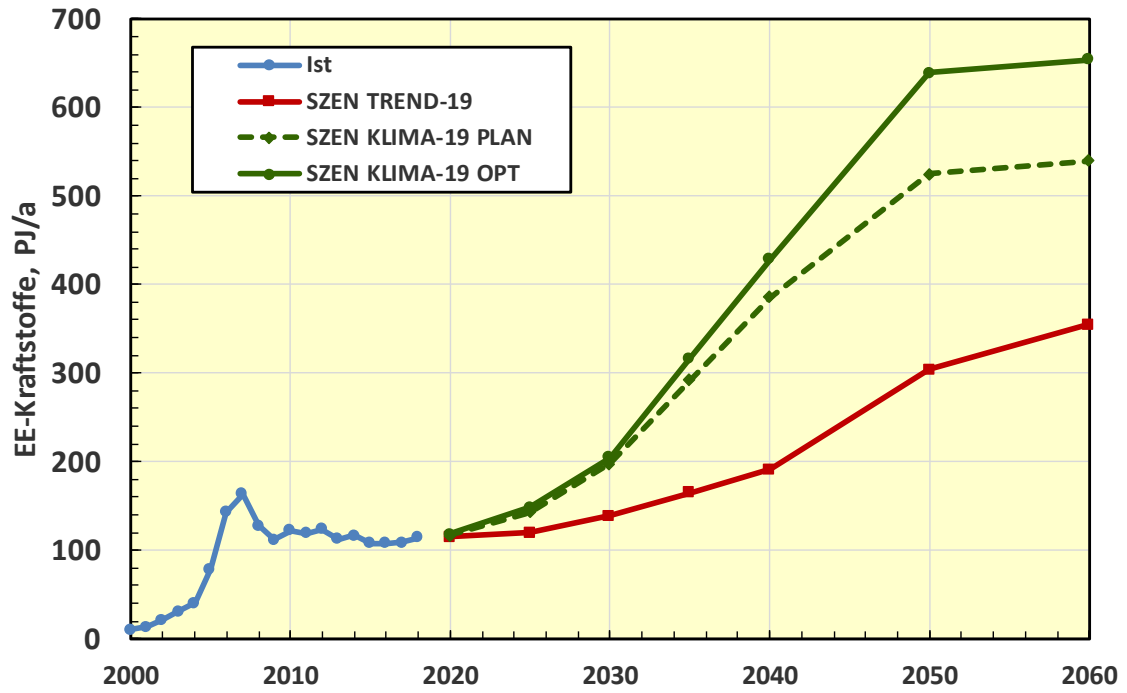


Abbildung E 17: EE-Kraftstoffe (Biogene Kraftstoffe und Wasserstoff)

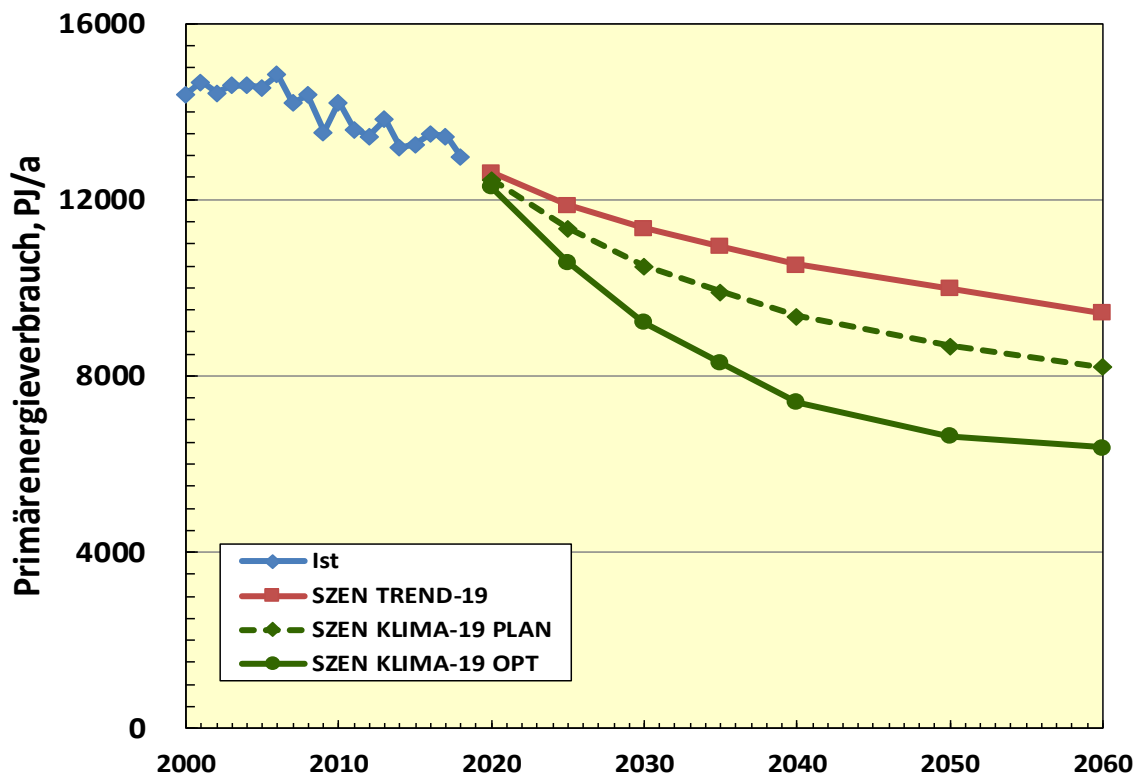


Abbildung E 18: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs