

Erdgasmärkte

Nationale und internationale Entwicklung



Baden-Württemberg

Impressum

Herausgeber:

Dieter Bouse*

Diplom-Ingenieur

Werner-Messmer-Str. 6, 78315 Radolfzell am Bodensee

Tel.: 07732 / 8 23 62 30

E-Mail: dieter.bouse@gmx.de

Internet: www.dieter-bouse.de

„Infoportal Energie- und Klimawende Baden-Württemberg plus weltweit“

Kontaktempfehlung:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM)

Kernerplatz 9; 70182 Stuttgart

Tel.: 0711/ 126 – 0; Fax: 0711/ 126 - 2881

Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de;

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Besucheradresse:

Hauptstätter Str. 67 (Argon-Haus), 70178 Stuttgart

Abteilung 6: Energiewirtschaft

Leitung: Mdgt. Dominik Bernauer

Sekretariat: Telefon 0711 / 126-1201

Referat 61: Grundsatzfragen der Energiepolitik

Leitung: MR Kurtz

Tel.: 0711 / 126-1209

E-Mail: tilo.kurtz@um-bwl.de

* Energiereferent a.D., Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Baden-Württemberg (WM)

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Baden-Württemberg (WM), Stand August 2021

WM-Neues Schloss



Hausanschrift

WM-Neues Schloss

Schlossplatz 4; 70173 Stuttgart
www.wm.baden-wuerttemberg.de
Tel.: 0711/123-0; Fax: 0711/123-2121
E-Mail: poststelle@wm.bwl.de
Amtsleitung, Abt. 1, Ref. 51-54,56,57

WM-Dienststelle

Theodor-Heuss-Str. 4/Kienestr. 27
70174 Stuttgart
Abt. 2, Abt. 4; Abt. 5, Ref. 55

WM-Haus der Wirtschaft

Willi-Bleicher-Straße 19
70174 Stuttgart
Abt. 3, Ref.16 (Haus der Wirtschaft)
**Kongress-, Ausstellungs- und
Dienstleistungszentrum**

WM-Haus der Wirtschaft



WM-Dienststelle



Struktur der Folienpräsentation „Erdgasversorgung in BW & weltweit“



* Wichtige energiepolitische Ziele im Spannungsfeld der Interessen: Ökonomie, Ökologie, Versorgungssicherheit

Grundlagen und Rahmenbedingungen

Ausgewählte Erdgasmärkte

Einleitung und Ausgangslage, Erdgasarten, Gasversorger, Gasnetze und Gasspeicher, Energiebilanz, Energie- und Stromversorgung, Gaspreise, Energie & Wirtschaft, Energie- und Klimaschutz, Treibhausgasemission, Fazit und Ausblick

- **Baden-Württemberg**
- **Deutschland**
- **Europäische Union (EU-27)**
- **Welt**

Globale Förderung, Verbrauch, Export, Import, Vorräte und stat. Reichweite von Erdgas

Anhang zum Foliensatz

Ausgewählte Internetportale, Informationsstellen, Informationsmaterialien und Übersicht aktuelle Foliensätze

Folienübersicht (1)

- FO 1: Titelseite
- FO 2: Impressum
- FO 3: Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Baden-Württemberg (WM), Stand Mai 2021
- FO 4: Struktur der Folienpräsentation „Erdgasversorgung in BW & weltweit“
- FO 5: Inhalt
- FO 6: Folienübersicht (1-5)

Einleitung und Ausgangslage sowie Ausgewählte Schlüsseldaten

- FO 12: Einleitung und Ausgangslage Erdgas in Deutschland und weltweit 2022, Stand 2/2024 nach BGR Bund (1,2)
- FO 14: Überblick globale Energiemärkte beim Primärenergieverbrauch (PEV) und bei der Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit Anteil Erdgas bis 2022

Grundlagen und Rahmenbedingungen

- FO 16: Was ist Erdgas
- FO 17: Der Weg des Erdgases vom Bohrloch zum Verbraucher
- FO 18: Methoden der nicht konventionellen Erdgasförderung (1,2)
- FO 20: Wichtiges zum Flüssiggas (LPG) (1-3)

Erdgasmärkte in Baden-Württemberg

Einleitung und Ausgangslage, Energiebilanz mit Beitrag Erdgas

- FO 25: Einleitung und Ausgangslage: Energiebericht Baden-Württemberg 2024 und Energieversorgung in BW 2022 (1-7)
- FO 32: Daten auf einen Blick zur Energie- und Stromversorgung in BW 2022
- FO 33: Energiebilanz Baden-Württemberg 2022

Energieversorgung – PEV mit Beitrag Erdgas

- FO 35: Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) mit Anteile Erdgas in Baden-Württemberg 1990-2022 (1-5)
- FO 40: Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) mit Energiemix in Baden-Württemberg und Deutschland 2021-2022

Energieversorgung – EEV mit Beitrag Erdgas

- FO 42: Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) in Baden-Württemberg mit Anteile Erdgas 1973/1990-2022 (1-4)

- FO 46: Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Baden-Württemberg und Deutschland 2021/2022

- FO 47: Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren in Baden-Württemberg und Deutschland 1973/1990-2022 (1-8)

Stromversorgung: Einleitung und Ausgangslage, Strombilanz mit Beitrag Erdgas

- FO 58: Einleitung und Ausgangslage: Stromerzeugung in Baden-Württemberg 2022
- FO 59: Daten auf einen Blick zur Energie- und Stromversorgung in BW 2022
- FO 60: Strombilanz zur Stromversorgung in Baden-Württemberg 2022

Stromversorgung: Brutto- und Nettostromerzeugung mit Beitrag Erdgas

- FO 62: Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) in Baden-Württemberg 1990-2022 nach Stat. LA BW (1-7)
- FO 69: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Baden-Württemberg und in Deutschland 2021 und 2022
- FO 70: Entwicklung Nettostromerzeugung (NSE) in BW 1990-2022 (1-4)
- FO 74: Elektrische und thermische Nettonennleistung insgesamt und aus Kraft-Wärme-Kopplung der Kraftwerke nach der Art der Anlage in BW 2022

Energiepreise, Erlöse und Kosten

- FO 76: Inhalt: Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2023
- FO 77: Entwicklung Einfuhr- und Inlandspreise für Mineralöl und Einfuhrpreise für Erdgas in Deutschland 1973/1990-2023
- FO 78: Entwicklung Strom- und Gasabsatz, Erlöse und Durchschnittserlöse nach Abnehmer-/Verbrauchergruppen in Baden-Württemberg 2012-2022
- FO 79: Entwicklung Gasabsatz und Erlöse nach Verbrauchssektoren (Endabnehmer) in Baden-Württemberg 1990-2020 (1-3)
- FO 82: Entwicklung ausgewählte Energie-Verbraucherpreise in Deutschland 2000-2020 (1-3)
- FO 85: Verbraucherpreisindex nach ausgewählten Energiepreisindizes Strom, Gas und Heizöl für Baden-Württemberg 2014-2023
- FO 86: Steuern und Abgaben bei Gaspreisen in Baden-Württemberg, Stand Mai 2022/23 (1-4)
- FO 90: Preisübersicht EnBW ErdgasPlus Grundversorgung und Ersatzversorgung ohne Lastgangmessung ab 1. Juli 2022
- FO 91: Preisübersicht Erdgas zur Grundversorgung für Haushalts- und Gewerbekunden der Stadtwerke Radolfzell, gültig ab 1. Januar 2022

Folienübersicht (2)

Energie & Wirtschaft, Energieeffizienz

- FO 93: Entwicklung Endenergieproduktivität in BW und Deutschland 1991-2022
- FO 94: Entwicklung Beschäftigte, Umsatz und Investitionen in der Energie- und Stromversorgung in Baden-Württemberg 2003-2021 (1-4)

Gasversorger, Gasnetze und Gasspeicher

- FO 98: Energie- und Wasserversorger mit Beitrag Gasversorgung mit Sitz in Baden-Württemberg, Stand bis 07/2019 (1,2)
- FO100: Grundsätzliches zu den Versorgungsgebieten der Verteilnetzbetreiber Gas in Baden-Württemberg, Stand 2015 (1-3)
- FO103: Gasspeicher in Baden-Württemberg, Stand 6/2019

Energie & Klimaschutz, Treibhausgase

- FO105: Einleitung und Ausgangslage: Klimabilanz in Baden-Württemberg 2022
- FO106: CO₂ Äq -Emissionsfaktoren für Energieträger nach GEMIS, IFEU, Stand 6/2021
- FO107: Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) (Quellenbilanz) in Baden-Württemberg 1990-2022, Landesziel 2030 ohne LULUCF (1-4)
- FO111: Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid-CO₂-Emissionen (Quellenbilanz) in Baden-Württemberg 1990-2020 (1-6)
- FO117: Entwicklung Indikatoren energiebedingte CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg und Deutschland 1991-2022
- FO118: Einleitung und Ausgangslage: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und Strommix in Baden-Württemberg im Jahr 2019/2022
- FO119: Entwicklung der Kohlendioxid-(CO₂)-Emissionen bei der Stromerzeugung in Baden-Württemberg 1990-2022 (1-3)

Erdgasmärkte in Deutschland

Einleitung und Ausgangslage

- FO125: Energiesituation in Deutschland, Beitrag Erdgas im Jahr 2022 (1-4)
- FO129: Kenndaten Gas in Deutschland 2009-2019: Die wichtigsten Zahlen auf einen Blick (1,2)

Grundlagen und Rahmenbedingungen

- FO132: Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung in D, Stand 1/2018 (1,2)
- FO134: Erdgasgewinnung durch Fracking in Deutschland, Stand 1/2018 (1-3)
- FO137: Krisenvorsorge/-management zur Erdgasversorgung in Deutschland, Stand 1/2018
- FO138: Power to gas zur Gasversorgung in Deutschland, Stand 1/2018

Energiebilanz Erdgas

- FO140: Einleitung und Ausgangslage: Entwicklung auf den Gasmärkten in Deutschland nach BNetzA 2020/21 (1-3)

- FO143: Erdgasaufkommen und –verwendung in D 2020/21 nach AGEB (1,2)
- FO145: Primärenergiebilanz Erdgas in Deutschland 2020 Aufkommen und Verwendung mit Bezugsquellen nach BMWI (1-6)
- FO151: Entwicklung Anteile Nettoimporte am Primärenergieverbrauch (PEV) vom jeweiligen Primärenergieträger in Deutschland 1990-2020 (1-5)
- FO156: Entwicklung Erdgas-Absatz/Verbrauch nach Kundengruppen in Deutschland 2020/21 (1-3)

Energieversorgung mit Beitrag Erdgas plus

- FO160: Entwicklung Primärenergiegewinnung (PEG) mit Beitrag Erdgas in Deutschland 1990-2020 (1-4)
- FO164: Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Deutschland 1990-2020/21, Ziele 2020/50 (1-7)
- FO171: Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Deutschland 1990-2020 (1-4)
- FO175: Entwicklung Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) in Deutschland von 1990-2020 (1-4)
- FO179: Entwicklung der Einspeisekapazitäten und der ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethanmengen in Deutschland 2011-2021

Stromversorgung mit Beitrag Erdgas

- FO181: Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) und PEV-Anteil in Deutschland 1990-2020 (1-4)
- FO185: Bilanz der Stromversorgung in Deutschland 2020/21 (1-4)
- FO189: Entwicklung Bruttostromerzeugung aus Erdgas (BSE-Erdgas) in Deutschland von 1990-2020 (1-7)
- FO196: Entwicklung Bruttostromerzeugung aus Erdgas (BSE-Erdgas) in Deutschland von 1990-2021 nach AGEB-BMWI (1-3)

Energie und CO₂-Preise, Erlöse, Kosten

- FO200: Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in D 1991- 2020 (1-5)
- FO205: Entwicklung der Energiesteuersätze mit Beitrag Erdgas in Deutschland (Auszug) 1993-2020 (1,2)
- FO207: Zusammensetzung des Gaspreises für Haushaltskunden in Deutschland mit Stand 1. April 2020 (1,2)
- FO209: Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate in Deutschland 2018-2021
- FO210: Preisentwicklung Erdgas Großhandel an der Börse in D 2020/21
- FO211: Preisentwicklung Strombörse in Deutschland 2020/21
- FO212: Gaspreise in D und Füllstand europäischer Erdgasspeicher im Jahr 2021

Folienübersicht (3)

Energie & Wirtschaft, Energieeffizienz

- FO214: Entwicklung gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990-2021
- FO215: Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung mit Beitrag Erdgas in Deutschland 2020 (1,2)
- FO217: Jahresvolllaststunden beim Einsatz gesamte Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 2017/20 (1,2)
- FO219: Entwicklung Investitionen der Gaswirtschaft in Deutschland 2010-2020
- FO220: Entwicklung der Beschäftigten in der Energiewirtschaft ohne Erneuerbare Energien in Deutschland 1991-2018 (1,2)

Erdgasfelder, Gasnetze und Gasspeicher

- FO223: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen in Deutschland, Stand 12/2015
- FO224: Das deutsche Gasnetz, Stand März 2020 (1-3)
- FO227: Lage der Grenzübergangsstationen für Erdgas in D, Stand 5/2017
- FO228: Gesicherte Erdgasversorgung durch Erdgasspeicher in Deutschland, Stand bis 2020 (1-3)
- FO231: Entwicklung der Erdgasspeicherkapazitäten in DE 1990-2020 (1-3)
- FO234: Monatliche Tages-Speicherfüllstände der deutschen Erdgasspeicher 2017-2021
- FO235: Deutschland mit EU-weit höchsten Erdgas-Speicherkapazitäten, Stand 08/2021
- FO236: Erdgasspeicherkapazitäten im internationalen Vergleich mit Deutschland 2015

Energie & Klimaschutz, Treibhausgase

- FO238: Einleitung und Ausgangslage Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 2021
- FO239: Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Gasen, Kategorien und Sektoren in Deutschland 1990-2021/45 (1-8)
- FO247: Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen nach Energieträgern und Sektoren in Deutschland 1990-2020 (1-6)
- FO253: Entwicklung Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) im Stromsektor nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in D 2000-2021 (1-3)

Beispiele aus der Praxis: Flüssiggas, Wirtschaft

- FO257: Die Besonderheiten von verflüssigtem Erdgas in Deutschland, Stand 2/2023 (1,2)
- FO259: Erstes deutsches Flüssigerdgas-Terminal eröffnet am Standort Wilhelmshaven am 17.12.2022
- FO260: Die Wirtschaft und das Erdgas in Deutschland 2020/22 (1,2)

Fazit und Ausblick

- FO263: Erdgasversorgung mit Gasnetz in Deutschland, Stand 1/2025 (1,2)

Erdgasmärkte in Europa (EU-27)

Einleitung und Ausgangslage

Energiebilanz

- FO268: Entwicklung Energiebilanz der Europäischen Union (EU-27) 1990/2012-2020, nach Eurostat (1-3)
- FO271: Energiebilanz Europäische Union (EU-27) 2020 nach Eurostat (1,2)
- FO273: Primärenergiebilanz Erdgas in der EU-27 im Jahr 2020 Aufkommen und Verwendung
- FO274: Entwicklung Energieimporte und Energieexporte ausgewählter Produkte in die EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (1,2)
- FO276: Entwicklung Gesamtimportabhängigkeit in den Ländern der EU-27 plus 2000-2020 (1,2)
- FO278: Herkunftsimporte der EU-27 von Energierohstoffen bis 2020 (1-3)

Energie-Förderung-/Produktion

- FO282: Entwicklung Primärenergieproduktion (PEP) in der EU-27 von 1990 bis 2020 nach Eurostat (1-4)
- FO286: Entwicklung Primärenergieproduktion Erdgas in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (1-3)

Primärenergieverbrauch (PEV)

- FO290: Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) in der EU-27 von 1990 bis 2020 nach IEA und Eurostat (1-5)
- FO295: Entwicklung Primärenergieverbrauch Erdgas (PEV-Erdgas) in der EU-27 von 1990-2020 (1-3)

Endenergieverbrauch (EEV)

- FO299: Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) mit Beitrag Erdgas in der EU-27 von 1990 bis 2020 nach IEA/Eurostat (1-5)
- FO304: Entwicklung Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (1-4)

Stromversorgung

- FO309: Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (1-6)
- FO315: Entwicklung Bruttostromerzeugung aus Erdgas (BSE-Erdgas) in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (1,2)

Folienübersicht (4)

Energiepreise, Erlöse, Kosten

- FO318: Entwicklung Industrie-Erdgaspreise in ausgewählten Ländern der EU-28/27 von 1995-2018/20 (1,2)
- FO320: Länder-Rangfolge Erdgaspreise im Sektor Privathaushalte in Ländern der EU-28/27 im Jahr 2018/20

Energie & Wirtschaft, Energieeffizienz

- FO322: Entwicklung Primärenergiemix gemäß Bruttoinlandsprodukt (PEV) und Endenergiemix mit Anteile Erdgas in der EU-27 von 1990-2008-2019 nach Eurostat (1-5)

Energie & Klimaschutz, Treibhausgase

- FO328: Die 16 wichtigsten LNG-Erdgasmengen der Lieferländer für die EU-27 mit Methanverlusten aus der Erdgasvorkette und CO₂-Emissionen im Jahr 2022

Erdgasfelder, Gasversorger, Gasnetze und Gasspeicher

- FO330: Große LNG-Anlandeterminals in der EU 2017
- FO331: Erdgasleitungen und LNG-Terminals in Europa
- FO332: Prognose Gasvorkommen und Transportentfernung für europäische Verbraucher 2010 und 2025 (1,2)

Erdgasimport Russland-Ukraine-Westeuropa

- FO335: Erdgas-Pipelinestrecken von Russland zu den Exportmärkten Westeuropas, Stand Juni 2014
- FO336: Erdöl- und Erdgasleitungen von Russland und weitere Länder zur EU-28, Stand März 2014
- FO337: Russlands Gasexporte in die EU-28, Stand 3/2014
- FO338: Erdgas-Pipelinestrecken von Russland über die Ukraine zu den Exportmärkten Westeuropas, Stand Juni 2014
- FO339: Geplante und bestehende Erdgaspipelines von Russland: Die Erdgasversorgung Mitteleuropas aus Osteuropa und Asien, Stand 2/2022

Erdgasmärkte in der Welt

Einleitung und Ausgangslage

- FO342: Weltweite Energiesituation Erdgas im Jahr 2022 nach BGR-Bund (1-5)

Energiebilanz mit Beitrag Erdgas

- FO348: Ausgewählte Schlüsselindikatoren zur globalen Energieversorgung für 2019 (1,2)

- FO350: Energiebilanz für die Welt 2019 (1-3)
- FO353: Primärenergiebilanz Erdgas der Welt im Jahr 2019
- FO354: TOP 10-Länder-Rangfolge bei Produzenten, Exporteuren und Importeuren von Erdgas weltweit 2020 (1,2)

Energie-Förderung/Produktion mit Beitrag Erdgas

- FO357: Globale Entwicklung Energieproduktion (EP) 1990 bis 2019 (1-3)
- FO360: Globale Entwicklung Erdgasförderung von 1990-2020 (1-5)

Energieversorgung TES (PEV) mit Beitrag Erdgas

- FO366: Globale Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) mit Anteil erneuerbare Energien (EE) 1990 bis 2019, IEA-Prognose 2020/40 nach IEA (1-4)
- FO370: Globale Entwicklung Primärenergieverbrauch Erdgas (PEV-Erdgas Hu) von 1990-2019 (1,2)
- FO372: Primärenergieverbrauch (PEV) und Brutto-Stromerzeugung (BSE) weltweit 2019 nach IEA

Gesamtendenergieverbrauch TFC (EEV + NEN) mit Beitrag Erdgas

- FO374: Globale Entwicklung Gesamtendenergieverbrauch (TFC) = Endenergieverbrauch (EEV) + Nicht-energetische Nutzung (NEN) nach Energieträgern 1971/1990-2019 (1-4)
- FO378: Globale Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) 1990 bis 2019 nach IEA (1-3)
- FO381: Globale Entwicklung Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) von 1990-2019 (1,2)

Strombilanz mit Beitrag Erdgas

- FO384: Strombilanz für die Welt 2019 nach IEA (1-3)
- FO387: Globale Entwicklung Indikatoren des Stromverbrauchs (SV) und Bruttostromverbrauch (BSV) 1990-2019 nach IEA (1,2)

Stromstromerzeugung mit Beitrag Erdgas

- FO390: Globale Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) mit/ohne Pumpspeicherstrom 1990-2019, Prognose bis 2040 nach IEA (1-6)
- FO396: Globale Länder-Rangfolge Brutto-Stromerzeugung (BSE aus fossilen Energieträgern Kohle, Öl und Erdgas und Erneuerbare 2019 nach IEA
- FO397: Globale Entwicklung Bruttostromerzeugung Erdgas (BSE-Erdgas) von 1990-2019 (1,2)

Folienübersicht (5)

Energie & Klimaschutz, Treibhausgase

- FO400: Globale Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) nach Ländern 1990-2019 nach PBL (1-5)
- FO405: Globale Entwicklung energiebedingte CO₂-Emissionen 1990-2021 nach IEA (1-4)
- FO409: Globale Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in der Energiewirtschaft (Strom & Wärme)¹ 1990-2018/20
- FO410: Globale Methanemissionen in der Öl- und Gasförderung und Quellen für Methanemissionen 2020
- FO411: Globaler Anteil der CO₂-Emissionen nach Region und Szenario 2040

Globale Förderung, Verbrauch, Vorräte und Reichweite nicht-erneuerbarer Energierohstoffe mit Beitrag Erdgas

- FO413: Globale regionale Verteilung Energievorräte Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe mit Beitrag Erdgas im Jahr 2022 nach BGR-Bund (1,2)
- FO415: Globale regionale Verteilung von Förderung und Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe mit Beitrag Erdgas 2022 nach BGR-Bund
- FO416: Globale Vorräte-Reserven, Förderung und stat. Reichweite von nicht erneuerbaren Energierohstoffen 2022 nach BGR-Bund (1,2)

Weltweite Energiesituation Erdgas

- FO419: Weltweite Energiesituation von Erdgas im Jahr 2022 nach BGR-Bund (1-4)
- FO423: Globale TOP 20 Länder Erdgasexporte/Importe sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen im Jahr 2022 (1,2)

Beispiele aus der Praxis

- FO426: Globales Beispiel für LNG-Flüssiggastransporte mit Schiffen 2022
- FO427: Faktenreport Fracking in Deutschland ? und weltweit bis 9/2022 (1,2)

Fazit und Ausblick

- FO430: Fazit und Ausblick: Globale Energie- und Stromversorgung 2022, Ausblick bis 2030 (1-4)
- FO434: Globale Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (PEV) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas 2010/15, IEA-Prognose 2020/2040 (1-3)

Glossar, Abkürzungen, Definitionen, Ländergruppen/ Wirtschaftspolitische Gliederungen, Maßeinheiten und Umrechnungsfaktoren

- FO438: Abkürzungsverzeichnis (1,2)
- FO440: Glossar (1-3)
- FO443: Definitionen (1-3)
- FO446: Ländergruppen nach BGR-Energiestudie 2023
- FO447 Wirtschaftspolitische Gliederungen nach BRG-Energiestudie 2023
- FO448: Maßeinheiten und Umrechnungsfaktoren (1-6)

Anhang zum Foliensatz

- FO455: Ausgewählte Internetportale (1,2)
- FO457: Ausgewählte Informationsstellen (1-7)
- FO464: Ausgewähltes Informationsmaterial (1,2)
- FO466: Übersicht Foliensätze zu den Energiethemen Märkte, Versorgung, Verbraucher einschließlich Klimaschutz

Nachtrag zum Foliensatz

- FO467: Entwicklungen in der deutschen Gaswirtschaft im Jahr 2024

Einleitung und Ausgangslage; Globale ausgewählte Schlüsseldaten

Einleitung und Ausgangslage

Erdgas in Deutschland und weltweit 2022, Stand 2/2024 nach BGR Bund (1)

Erdgas

Erdgas gilt als der emissionsärmste fossile Energieträger, da bei der Verbrennung deutlich weniger CO₂ und Luftschadstoffe ausgestoßen werden als bei Kohle und Erdöl. Daher wird Erdgas vielfach als Baustein zur Flankierung der Energiewende beim Übergang zu einer dekarbonisierten Energieversorgung angesehen.

Die weltweite Erdgasförderung blieb 2022 mit 4,14 Bill. m³ nahezu gleichbleibend zum Vorjahr (Vorjahr 4,18 Bill. m³), vorrangig verursacht durch Produktionseinschränkungen in der Russischen Föderation, dem zweitgrößten Erdgasproduzenten der Welt. Dies wurde durch Produktionssteigerungen u.a. in den USA (plus 5 %); Kanada (plus 5,9 %) und Norwegen (plus 7,4 %) weitgehend kompensiert. Die globalen Erdgasreserven betragen 211 Bill. m³. Die Russische Föderation, Iran und Katar halten zusammen etwa die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven.

Der Anteil Deutschlands an den weltweiten Erdgasimporten betrug 2022 rund 10 %, wobei ein großer Teil dieses Erdgases in europäische Nachbarstaaten re-exportiert wurde. Mit einem Verbrauch von rund 81 Mrd. m³ steht Deutschland an neunter Stelle der größten Konsumenten der Welt.

In der zweiten Jahreshälfte 2020 begannen die Erdgaspreise auf den Spotmärkten weltweit zu steigen, der europäische Erdgaspreis allerdings um ein Vielfaches stärker als der US-amerikanische oder der japanische. Im Mai 2021 überstieg der europäische Erdgaspreis den über viele Jahre höheren japanischen LNG-Preis. Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und die weitgehende Einstellung der pipelinegebundenen Lieferungen nach Europa sorgte 2022 für einen enormen Nachfrageschub nach LNG mit entsprechend stark gestiegenen Preisen insbesondere in Europa.

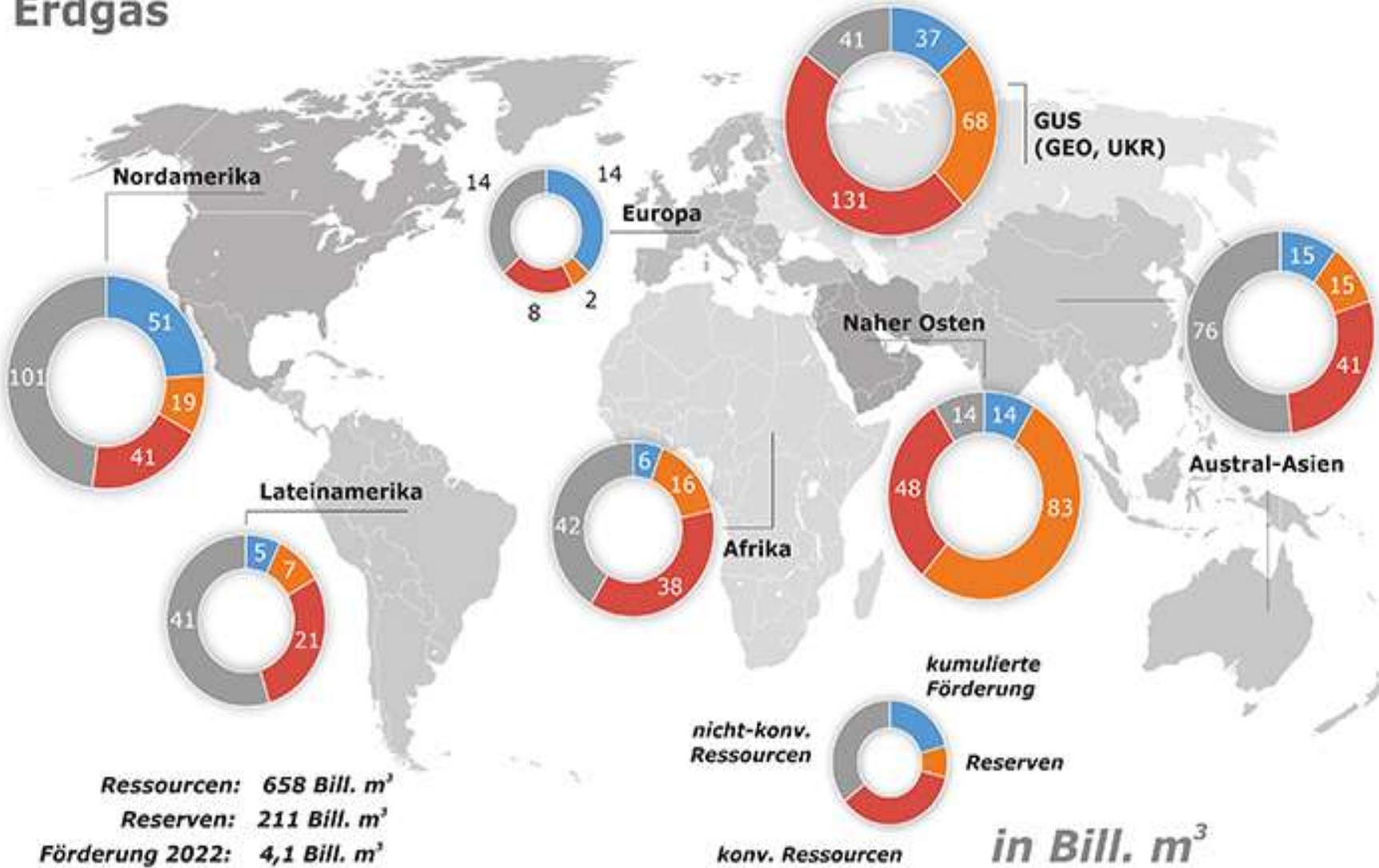
Die LNG-Handelsströme verlagerten sich zum Teil von Asien nach Europa. Die Länder der EU-27 importierten 62 % mehr LNG als im Vorjahr (insgesamt rund 125 Mrd. m³). Bis August 2022 verteuerte sich der europäische Erdgaspreis auf über 0,20 €/kWh. Da es gelang, die befürchteten Versorgungsunterbrechungen sowohl durch Einsparungen als auch durch zusätzliche LNG-Lieferungen zu vermeiden, sank der europäische Erdgaspreis zum Jahresende 2022 hin erheblich auf rund 0,12 €/kWh und weiter bis November 2023 auf etwa 0,05 €/kWh. Allerdings blieb er über dem langjährigen Schnitt der Vorjahre (0,02 bis 0,03 €/kWh)

Den größten Anteil mit 65 % an den weltweiten LNG-Importen hatte aber weiterhin Asien, wobei auf Japan (100 Mrd. m³), China (87 Mrd. m³) und Südkorea (65 Mrd. m³) die größten Mengen entfielen (GIIGNL 2023). In 2022 waren Katar (109 Mrd. m³), Australien (108 Mrd. m³) und die USA (104 Mrd. m³) die größten LNG-Exporteure.

Die BGR erfasst und bewertet umfassende Informationen zur weltweiten Verteilung und Verfügbarkeit von Erdgas.

Gesamtpotenzial Erdgas nach Regionale Verteilung 2022 nach BGR Bund (2)

Gesamtpotenzial Erdgas 2022: Regionale Verteilung Erdgas



Überblick globale Energiemärkte beim Primärenergieverbrauch (PEV) und bei der Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit Anteil Erdgas bis 2022

Region /Land	Jahr	Gesamt	Welt Anteil (%)	Anteil Energieträger (%)					
				Mineral-öle	Kohlen	Erdgas	Kern-energie	Erneuerbare	Sonstige ¹⁾

PEV Primärenergieverbrauch (EJ = 1.000 PJ)

Baden-Württemberg	2022	1,289	0,2	35,7	12,5	19,7	9,4	17,3	5,4
Deutschland	2022	11,675	2,0	35,1	19,8	23,3	3,2	17,5	1,1
EU-27	2020	56,1	9,2	32,8	10,6	24,4	13,1	17,9	1,2
OECD-36	2019	222,9	37,0	35,4	14,9	29,1	9,7	10,8	0,6
Welt	2019	606,5	100	30,9	26,8	23,2	5,0	13,8	0,3

BSE Bruttostromerzeugung (TWh = Mrd. kWh)

Baden-Württemberg	2022	53,9	0,2	0,7	32,0	7,3	20,7	34,4	4,9
Deutschland	2022	577,9	2,2	1,0	31,1	13,7	6,0	44,1	4,1
EU-27	2020	2.781	12,3	1,8	13,6	20,1	24,7	39,1	0,7
OECD-36	2019	11.041	40,8	1,8	22,5	29,7	18,1	27,0	0,9
Welt	2019	27.044	100	2,8	36,6	23,5	10,3	25,9	0,9

* Daten bis 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt in Mio. im Jahr bis 2022) BW: 11,2; D: 83,8; EU-27: 447,1; OECD-36: 1.302; Welt: 7.752

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ; **1 EJ = 1.000 PJ**

1 t U = 14.000 – 23.000 t SKE, unterer Wert verwendet, bzw. 1 t U = 0,5 x 10¹⁵ J bzw. **1 kt U = 0,5 EJ**

1) Sonstige Energieträger, z.B. nicht erneuerbarer Abfall, Pumpspeicher, Abwärme, Nettostrombezüge

2) Bruttostromerzeugung (BSE) inkl. Pumpstromerzeugung (PSE)

Quellen: Stat. LA BW bis 7/2024, AGEB & BMWI 1/2022; Eurostat bis 2/2022, IEA 9/2021, AGEB 2/2022; Agora Energiewende, 1/2024; BGR Bund 2023

Grundlagen und Rahmenbedingungen

Was ist Erdgas

Erdgase sind natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung.

Nasses Erdgas enthält außer Methan auch längerkettige Kohlenwasserstoff-Komponenten.

Trockenes Erdgas enthält ausschließlich gasförmige Komponenten und besteht überwiegend aus Methan.

Saures Erdgas oder *Sauergas* enthält unterschiedliche Mengen an Schwefelwasserstoff (H₂S) im ppm Bereich.

Konventionelles Erdgas:

freies Erdgas und Erdölgas in strukturellen und stratigraphischen Fallen

Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen (kurz: nicht-konventionelles Erdgas):

Aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs strömt das Erdgas zumeist einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas (CBM), Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat.

Der Weg des Erdgases vom Bohrloch zum Verbraucher

1. Bohrloch

Hat die Erkundung eine lukrative Lagerstätte nachgewiesen, werden Produktionsanlagen errichtet.

Bei der Förderung strömt das Erdgas mit hohem Druck aus den Bohrlöchern.

Danach wird es in Aufbereitungsanlagen durch spezielle Armaturen und Verbindungen in ein Fernleitungsnetz eingespeist und auf den notwendigen Fernleitungsdruck eingestellt.

2. Pipelinesystem

Das Erdgas strömt durch Pipelines aus Spezialstahl, in denen es tausende von Kilometer zurücklegt.

Heute überbrücken moderne Leitungssysteme Entfernungen von über 5 000 Kilometer. Das europäische Transportnetz

umfasst rund 200 000 Tausend Kilometer. Der Druck, mit dem das Gas durch die Pipelines

gepresst wird, macht bis zu 100 Bar an Land und bis zu 200 Bar bei auf dem Meeresgrund verlegten Leitungen aus. In den Pipelines kann auch die „Laufrichtung“ des Gases geändert werden.

3. Verdichterstation

Da der Gasdruck mit der Distanz nachlässt und die Gasteilchen dadurch mehr Platz wegnehmen, wird alle 50 bis 100 Kilometer in Verdichterstationen mit Hilfe eines Turboverdichters das Druckniveau wieder erhöht.

Diese Apparaturen bestehen aus Laufrädern, die mit bis zu 11 000 Umdrehungen pro Minute arbeiten.

In der Regel muss der Druck an jeder Gasverdichterstation erhöht werden. In Deutschland werden die Gasleitungen mit einem Druck von bis zu 84 Bar betrieben.

4. Gasspeicher

Unterwegs wird Gas aus den Pipelines entnommen und durch kleinere Netze zum Kunden gebracht.

Im Sommer wird das Gas in Speichern gesammelt. Wenn diese zu Beginn der kalten Jahreszeit voll sind, kann das Gas entnommen werden. Kleinere Mengen werden in oberirdischen Behältern gespeichert, größere Mengen in unterirdischen Gesteinsformationen ((Porenspeicher) oder in Hohlräumen inmitten von Salzformationen (Kavernen) gelagert.

5. Verbraucher

Wenn das Erdgas den Endverbraucher erreicht, hat es einen Druck von mitunter nur noch 20 Millibar.

Die Versorgung der mehr als 17 Millionen Gaskunden in Deutschland ist durch große Speicherkapazitäten gesichert. Für den Fall einer Lieferunterbrechung stehen ausreichende Reserven zur Verfügung.

Methoden der nicht konventionellen Erdgasförderung (1)

Shale Gas als Erdgas aus einem feinkörnigen Gestein wie Schiefer bekannt definiert. Der Schiefer dient als die Quelle, Reservoir und Dichtung für das Erdgas. Ältere Shale Gas Brunnen waren in der Regel vertikal während neuere Brunnen im Wesentlichen horizontal sind und stimuliert werden, um Gas durch Hydraulic Fracturing zu produzieren. Nur Schieferformationen mit bestimmten Eigenschaften produzieren Gas. Der wichtigste Trend in der US-Erdgas-Produktion ist der schnelle Anstieg der Produktion von Shale Formationen. Shale Gas-Vorkommen in der Regel als "kontinuierlich" Typ Gasvorkommen oft die sich über große Bereiche eingeteilt. Das heißt, sobald die Ressource in einem Gebiet mit niedrigem Risiko der Entwicklung hat sich bewährt wird möglich über eine große Fläche.

Ein wesentliches Element bei der Entstehung von Shale Gas Produktion war die Verfeinerung der kostengünstigen Horizontalbohrungen und Hydraulic Fracturing-Technologien. Diese beiden Prozesse, zusammen mit der Umsetzung der Schutz-Umwelt-Management-Praktiken, haben Shale Gas Entwicklung gestattet, Gas von bisher unproduktive Flächen zu erzeugen.

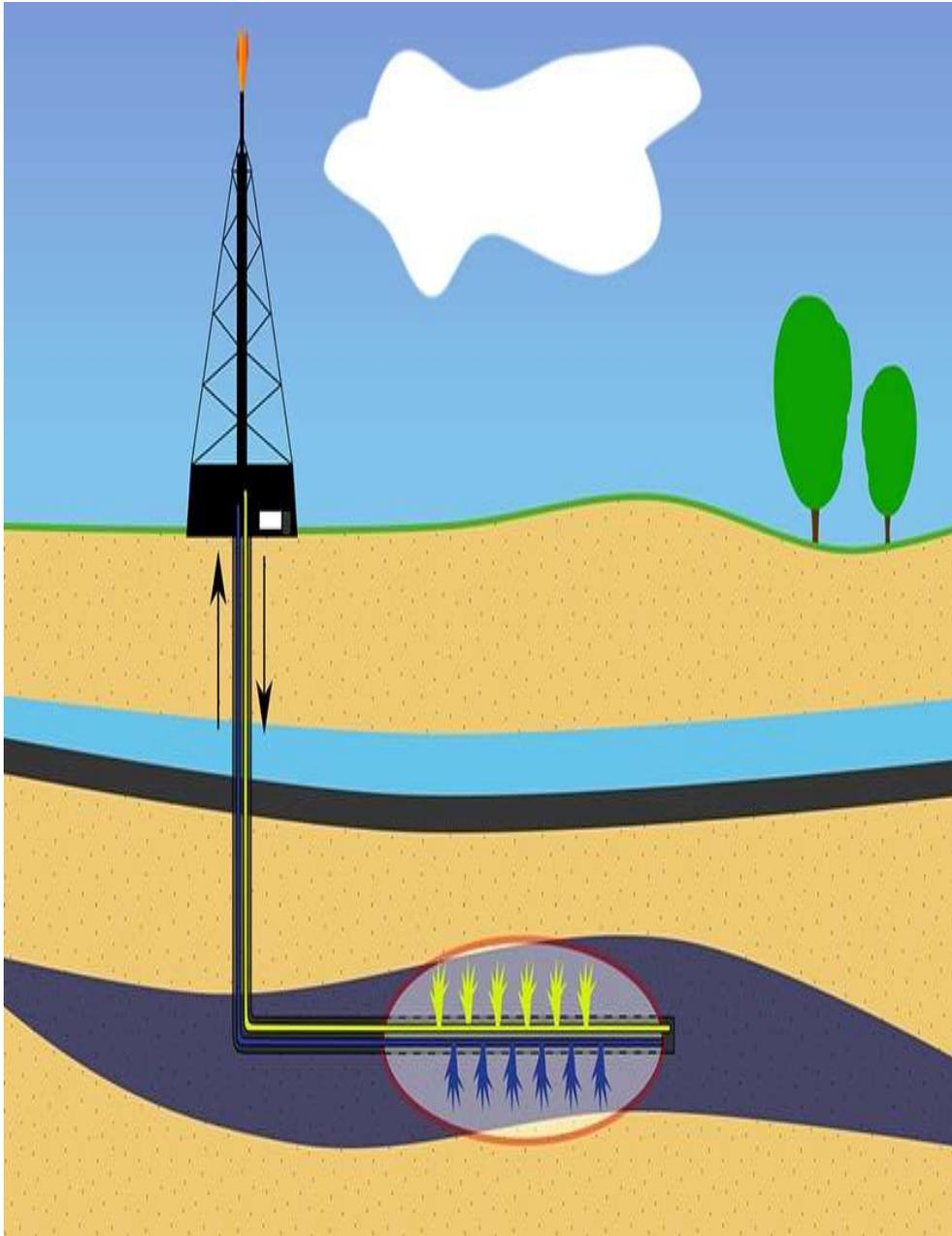
Technologie treibt die Exploration und Produktion von Shale Gas, das entweder vertikal oder horizontal Brunnen besteht. In beiden Fällen sind Süßwasser Grundwasserleiter durch die Verwendung von Zement-Gehäuse und effektiv zu isolieren sie von den tieferen Intervallen geschützt. Die meisten Shale Gas Theaterstücke beinhalten horizontale und Fertigstellungen der Besserung und auch Ökonomie zu optimieren. Horizontal Bohrung hat einen großen Vorteil gegenüber ihrer vertikalen Vetter, dass eine große Menge des Bohrlochs in Kontakt mit dem Reservoir entnommen werden. Dies bedeutet auch, dass weit weniger Brunnen zu bohren und die Brunnen, die gebohrt werden können viele Brunnen aus dem gleichen Ort gut Pad wodurch Oberfläche gebohrt Auswirkungen haben müssen.

Der zweite entscheidende Element für den Erfolg von Shale Gas Exploration und Produktion ist der Einsatz von hydraulischen Rissbildung. Dieses Verfahren umfasst die Injektion von hauptsächlich Wasser und Sand, oder ein ähnliches "Stützmittel" in eine Schieferformation, um Brüche oder Risse in der Ziel-Felsformation zu erzeugen. Der Sand oder Stützmittel hält die Frakturen zu öffnen, damit das Gas in dem Schiefer kann zu dem Bohrloch fließen und somit werden hergestellt. Das Fluid oder Fluide Fraktur, bestehen hauptsächlich aus Wasser und Sand mit einem kleinen Rest aus Additiven, die die Effizienz der Fraktur zu verbessern besteht. Die Angaben über hydraulischen Bruch auf die Besonderheiten und Merkmale der Felsformation in Frage basiert.

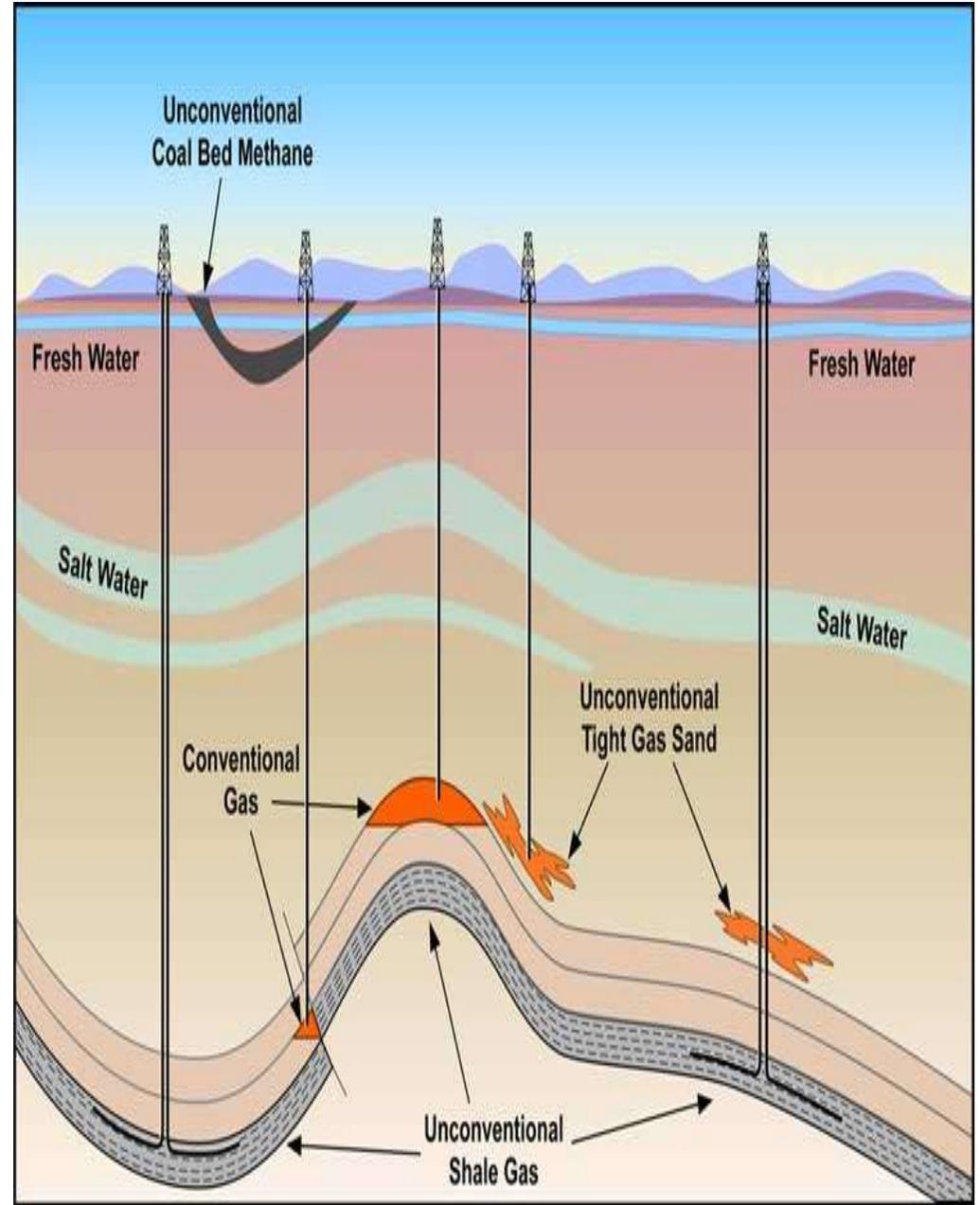
Angesichts der Bedeutung von Wasser in den Bruchvorgang, ist es entscheidend, dass Shale Gas-Entwicklern genügend Quellen von Wasser zu erkennen, bevor der Prozess beginnt und Plan für die friedliche Koexistenz mit den Bedürfnissen der Gemeinschaft für dieselben Wasserressourcen. Das Volumen von Wasser verwendet werden, um eine horizontale gut zu stimulieren, um Gas zu erzeugen, reicht von 2.000.000 bis 4.000.000 Gallonen, jedoch sind diese Beträge im Vergleich zu Wasser für die Landwirtschaft, Stromerzeugung verwendet klein, und in der Regel einen geringen Prozentsatz der gesamten Wasserverbrauch für einen Bereich.

Nach Beendigung der Bohrung und Bruchvorgang, wird das Wasser in der Fraktur Stimulation verwendet Rückseite zusammen mit Erdgas. Dieses Wasser verlangt vom Management, Oberflächen-und Grundwasser-Ressourcen zu schützen, und im Idealfall zu reduzieren zukünftigen Bedarf an Frischwasser. Beteiligten, einschließlich der lokalen und föderalen Regierungen und Shale Gas Betreiber suchen nach Wegen, "Reduce, Re-use, and Recycle", um die Auswirkungen auf die Umwelt und die Gemeinde zu minimieren. Wasseraufbereitung Technologien für den Einsatz auf Shale Gas produziert Wasser, damit sie wieder verwendet werden entwickelt.

Methoden der nicht konventionellen Erdgasförderung (2)



Quelle: Fotolia.com/mojola aus BMWI – Themenfeld Energie – Konventionelle Energieträger, www.bmwi.de vom 15.01.2018



Quelle: BNK Petroleum; www.bnkpetroleum.com vom 30.07.2012

Wichtiges zum Flüssiggas (LPG) (1)

Als Flüssiggas werden durch Kühlung oder Kompression verflüssigte Gase bezeichnet, die entweder bei Normaldruck aufgrund der Verdampfungsthalpie bei entsprechender Wärmeisolierung kalt und flüssig oder bleiben, um flüssig zu bleiben, unter Druck stehen nach Wikipedia

Flüssiggas, auch bekannt als **LPG** (von engl. **Liquified Petroleum Gas**), ist eine interessante Energiequelle. Es handelt sich um durch Kühlung oder Kompression verflüssigte Gase, die entweder bei Normaldruck aufgrund der Verdampfungsthalpie bei entsprechender Wärmeisolierung kalt und flüssig bleiben oder, um flüssig zu bleiben, unter Druck stehen. Hier sind einige wichtige Informationen zum Thema Flüssiggas:

1. Zusammensetzung : Flüssiggas besteht aus leicht verflüssigbaren Kohlenwasserstoffverbindungen (C_mH_n) mit drei oder vier Kohlenstoffatomen.

Die häufigsten Bestandteile sind **Propan (C_3H_8)** und **Butan**. Diese Gase bleiben bei Raumtemperatur und geringem Überdruck flüssig [1](#).

2. Verwendung :

- **Brenngas zur Wärmeerzeugung** : Flüssiggas wird häufig zum Heizen und Kochen verwendet.
- **Kältemittel** : Es dient als FCKW-freies Kältemittel in Kühlschränken und Klimaanlage.
- **Kraftstoff** : Flüssiggas wird als Autogas oder Campinggas genutzt.
- **Erdgas-Ersatz** : In einigen Fällen kann es Erdgas ersetzen [1](#), [2](#).

3. Transport und Lagerung : Flüssiggas wird nicht durch Pipelines transportiert, sondern mit Schiffen, Binnenschiffen, Bahnkesselwagen und Straßentankwagen. Propan und Butan bleiben bei Umgebungstemperatur flüssig, was vielseitige Transportmöglichkeiten ermöglicht [1](#).

4. Sicherheit : Die Handhabung von Flüssiggas erfordert besondere Sicherheitsmaßnahmen, insbesondere bei der Lagerung und dem Transport. In Europa gibt es strenge Vorschriften für den sicheren Umgang mit LPG [1](#).

Insgesamt ist Flüssiggas eine vielseitige Energiequelle, die in verschiedenen Anwendungen eingesetzt wird. Ob zum Kochen, Heizen oder als Kraftstoff für Fahrzeuge – es spielt eine wichtige Rolle in unserem Alltag.

* **LNG = Liquified Natural Gas = Flüssiges Erdgas**

Erfahren Sie mehr:

1. wikipedia.org; 2. bebragas.de. + 4 mehr

Quelle: Microsoft BING Chat mit GPT 4 (KI), 4/2024

Wichtiges zum Flüssiggas (2)

	Propan	Butan
Summenformel	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
Schmelzpunkt	-187,7 °C	-138,29 °C
Siedepunkt	-42,1 °C	-0,50 °C
Dichte (gasförmig, Temperatur 0 °C, Druck 1013 hPa)	2,01 g·l ⁻¹	2,71 kg·m ⁻³
Dichte (flüssig, Temperatur am Siedepunkt)	0,58 g·cm ⁻³	0,59 kg·l ⁻¹
Heizwert	46,343 MJ/kg (12,87 kWh/kg) 93 MJ·m ⁻³ (28,95 kWh/m ³)	46 MJ·kg ⁻¹ (12,72 kWh·kg ⁻¹) 119 MJ·m ⁻³ (34,32 kWh·m ⁻³)

Durch die Verflüssigung unter geringem Druck lässt sich Flüssiggas ideal in *Flüssiggastanks* bzw. *Flüssiggasflaschen* lagern – *selbst in hochwassergefährdeten Gebieten* ist die Nutzung von Flüssiggas unbedenklich, da es nicht wassergefährdend ist und bei einem unwahrscheinlichen Austritt rückstandslos verdampft. Ebenfalls gut für die Umwelt: Der Einsatz von Flüssiggas setzt im Vergleich zu anderen Energieträgern kaum Ruß oder Asche, so gut wie kein Feinstaub und nur wenig CO₂ frei. So liegt das CO₂-Äquivalent von Flüssiggas bei 263 Gramm pro Kilowattstunde Endenergie und ist damit zum Beispiel deutlich niedriger als das von Heizöl (303 g/kWh).

Was kostet derzeit 1 Liter Flüssiggas?

Die aktuellen Flüssiggaspreise (Stand: 08.04.2024) liegen etwa bei **71,17 Cent pro Liter (inkl. MwSt.)** bei einer Abnahmemenge unter 3000 Liter Flüssiggas. Bei über 3000 Liter Flüssiggas liegen die Preise durchschnittlich bei 69,17 Cent pro Liter (inkl.

Grundlagen und Anwendungen von LNG = Flüssig-Erdgas (3)

Was ist LNG?

LNG ist flüssiges Erdgas (zu 98 %) und hat eine hohe Energiedichte. Durch Abkühlung auf unter -160°C wird das Volumen auf das 600ste verringert. Dadurch wird das Produkt einfacher transportierbar und lagerfähig.

Lohnt sich LNG?

Bei einem jährlichen Energiebedarf von mehr als 3,5 Mrd. kWh pro Jahr, der aktuell mit anderen Brennstoffen wie Heizöl, Fernwärme oder Flüssiggas gedeckt wird, ist LNG die Alternative.

Nicht nur unter **Kostengesichtspunkten** ist ein Einsatz sinnvoll. – Zum Beispiel...

Erzeugung von Prozessenergie

Bei energieintensiven Prozessen, wie der Trocknung von Lebensmitteln oder der Herstellung von Glas, profitieren Betriebe von LNG auf Grund des hohen Energiewertes und der Netzunabhängigkeit.

Verwendung als Kraftstoff

Eine der drei Zielgruppen sind Fahrzeuge, die mit LNG-Motoren betrieben werden, wie bspw. Lastwagen, Busse, Müllabfuhrer oder sonstige Flottenfahrzeuge. Hier kann LNG in der firmeneigenen Betriebstankstelle zum Einsatz kommen. Vorteile von LNG gegenüber CNG liegen im niedrigen Druck (LNG: 4-8 bar, CNG 200-250 bar) und der hohen Dichte. Dadurch kann ein geringeres Fahrzeuggewicht bei höherer Streckenleistung realisiert werden. Weiterer Vorteil ist die geringe Feinstaubbelastung, womit die EURO 6 Norm eingehalten wird.

Einsatz in der Schifffahrt

Die Suche nach umweltschonenden Brennstoffen für die Schifffahrt wird immer wichtiger. Grund dafür sind strengere Schadstoff-Obergrenzen im Seeverkehr. Reeder müssen in Zukunft Brennstoffe mit weniger Schwefelanteilen einsetzen oder Abgase nachträglich behandeln. Beim LNG-Betrieb werden deutlich weniger Schadstoffe abgegeben und zukünftige Grenzwerte eingehalten.

* LNG = Liquefied Natural Gas = Flüssiges Erdgas

Quelle: Knauber Gas GmbH & Co. KG, 53115 Bonn aus www.knauber-Ing.de vom 17.02.2016

Anwendungsbereiche

- Als Prozessenergie
z.B. in der Glasherstellung
- Lebensmittelindustrie
- Trocknungsprozesse
- Mobilität: LKW, Busse (LNG als Kraftstoff)
- Einspeisung ins Erdgasnetz
- Zur Erzeugung von Prozessdampf
und vieles mehr

Erdgasmärkte **in Baden-Württemberg**

Einleitung und Ausgangslage
Energiebilanz
mit Beitrag Erdgas

Einleitung und Ausgangslage: Energiebericht Baden-Württemberg 2024

Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist 2022 um 2 % gesunken

Energiebericht Ausgabe 2024 erschienen

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist 2022 nach vorläufigen Berechnungen des Statistischen Landesamtes um 2 % auf 1 289 Petajoule gesunken. Der Verbrauchsrückgang wurde vor allem durch den Wegfall der Gasimporte aus Russland und die damit verbundenen spürbar gestiegenen Energiepreise in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, aber auch durch bestehende Lieferprobleme bei Rohstoffen und Vorprodukten im Industriesektor bestimmt. »Wir haben bereits einiges bewegt. Die anhaltende Energiekrise zeigt uns jedoch, dass wir die Energiewende in unserem Land noch schneller voranbringen müssen«, so die Ministerin für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Thekla Walker. »Damit wir wissen, wo wir auf dem Weg hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung stehen, welche Fortschritte wir bereits erzielt haben, aber auch wo zukünftig unsere Handlungsschwerpunkte liegen müssen, ist eine solide und verlässliche Datengrundlage, so wie sie der Energiebericht liefert, unverzichtbar«, sagte die Ministerin weiter.

»Der Energiebericht bündelt die vielfältigen Daten und Informationen zur Energieversorgung in Baden-Württemberg. Mittlerweile bilden die Zahlen die Veränderungen der vergangenen 50 Jahre ab und ermöglichen uns damit eine langfristige Bewertung der Entwicklungen im Land«, erläutert die Präsidentin des Statistischen Landesamtes, Dr. Anke Rigbers. »Die Daten zeigen, dass sich der Energiesektor in den letzten Jahrzehnten deutlich verändert hat. Dies wird unter anderem am Wandel der Energieträgerstruktur erkennbar«, fügte sie hinzu.

So hat sich der Beitrag der einzelnen Energieträger am Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg von 1973 bis 2022 sehr unterschiedlich entwickelt. Insbesondere der Mineralölverbrauch ging in diesem Zeitraum erheblich zurück. Trotz des stetigen Rückgangs blieben die Mineralöle auch 2022 wichtigste Energieträger im Primärenergieträgermix Baden-Württembergs (1973: 75 %, 2022: 36 %). Dagegen stieg der Kernenergieverbrauch zunächst kontinuierlich bis Mitte der 1990-er Jahre an und blieb die darauffolgenden Jahre auf einem ähnlichen Niveau. Nach dem beschlossenen Kernenergieausstieg und der infolgedessen schrittweisen Abschaltung der baden-württembergischen Kernkraftwerke, ging der Beitrag der Kernenergie am Primärenergieverbrauch bis 2022 wieder deutlich zurück (1973: 3 %, 1994: 28 %, 2022: 9 %). Der Erdgasverbrauch hat in den vergangenen Jahrzehnten, mit einigen kleineren Schwankungen, immer weiter zugenommen (1973: 7 %, 2022: 20 %). Die erneuerbaren Energieträger verzeichneten insbesondere seit Mitte der 2000-er Jahre Zuwächse. Deren Anteil am Primärenergieverbrauch stieg von 5 % im Jahr 2003 auf 17 % im Jahr 2022.

Besonders bei der Stromerzeugung ist der Anteil erneuerbarer Energien immer weiter gestiegen. Wurden 2003 noch 7 % des Stroms in Baden-Württemberg aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt, waren es 2012 bereits 24 % und 2022 insgesamt 34 %. Damit stehen sie an erster Position im baden-württembergischen Strommix.

Auch bei der Verwendung als Heizenergie nimmt die Bedeutung erneuerbarer Energien immer weiter zu. Sie stellen bereits die mit Abstand bevorzugte Heizenergiequelle in fertiggestellten Neubauten in Baden-Württemberg dar. So wurden im Jahr 2022 rund zwei Drittel der fertiggestellten Neubauten im Südwesten überwiegend mit erneuerbaren Energien beheizt (67 %). Für insgesamt 61 % der Neubauten wurden 2022 Wärmepumpen als überwiegend genutzte Heizenergie gewählt. In den baden-württembergischen Haushalten insgesamt waren im Jahr 2022 hingegen nach wie vor Erdgas (42 %) und Heizöl (29 %) die dominanten Heizenergieträger. Zwar steigt auch hier der Beitrag erneuerbarer Energien langsam an, jedoch verändern sich die Bestandsstrukturen eher langsam.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen lagen nach einem deutlichen Anstieg 2021 (+6 %), im Jahr 2022 mit 62,5 Millionen Tonnen nur leicht über dem Vorjahreswert (+1 %). Während die CO₂-Emissionen 2022 in den Sektoren Strom- und Wärmeerzeugung sowie im Verkehrssektor im Vergleich zum Vorjahr zunahmen (+12 % bzw. +0,3 %), ging der CO₂-Ausstoß im Sektor Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe sowie im Gebäudesektor zurück (-10 % bzw. -7 %).

Neben den hier dargestellten Angaben liefert die Broschüre viele weitere Informationen zu Energieerzeugung, -verbrauch und -verwendung in Baden-Württemberg, auch im nationalen und internationalen Vergleich.

Weitere Informationen

Hinweis

Die wichtigste Datenbasis für den Energiebericht ist die Energiebilanz für Baden-Württemberg, die seit etwa 50 Jahren vom Statistischen Landesamt Baden-Württemberg jährlich erstellt wird. Die Energiebilanzen ermöglichen detaillierte Aussagen über den Verbrauch von Energieträgern in den einzelnen Sektoren bezogen auf einen bestimmten Zeitraum. Zudem geben sie Auskunft über den Fluss der Energieträger vom Aufkommen bis zur Verwendung in den unterschiedlichen Erzeugungs-, Umwandlungs- und Verbrauchsbereichen.

Für die Mehrzahl der amtlichen Erhebungen zu Energieerzeugung und -verbrauch hat der Gesetzgeber jährliche Statistiken angeordnet. Aktuell werden diese vom Statistischen Landesamt für das Jahr 2023 durchgeführt und im 4. Quartal 2024 abgeschlossen. Ergebnisse zum Energieverbrauch 2023 werden voraussichtlich im 2. Quartal 2024 veröffentlicht.

Alle Angaben für das Jahr 2022 sind vorläufig. Generell enthalten Angaben zum Energieverbrauch ab dem Jahr 2011 Schätzungen, vorwiegend im Bereich Mineralöle.

Einleitung und Ausgangslage Energieversorgung Baden-Württemberg 2022 (1)

BADEN-WÜRTTEMBERG

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg betrug 2022 nach vorläufigen Berechnungen 1 289 PJ. Gegenüber dem Vorjahr bedeutet dies ein Minus von rund 2 Prozent. Der Primärenergieverbrauch lag damit nur geringfügig über dem Wert von 2020 (1 281 PJ), als dieser in Folge der Auswirkungen der Coronapandemie deutlich gesunken war. Vergleicht man die um den Temperatureffekt bereinigten Mengen von 2021 und 2022, wäre der Primärenergieverbrauch hingegen um rund 2 Prozent gestiegen. Dieser Effekt ergibt sich aus der mildereren Witterung im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr sowie dem Vergleichszeitraum von 1991 bis 2020.

In Baden-Württemberg lebten 2022 gut 13 Prozent der Bevölkerung Deutschlands. Während das Land knapp 15 Prozent zum Bruttoinlandsprodukt Deutschlands beitrug, lag der Anteil am Primärenergieverbrauch nur bei etwa 11 Prozent. Mit 115 GJ lag der Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie im Südwesten deutlich unter dem Bundeswert von 139 GJ.

Der Verbrauch der einzelnen Energieträger hat sich gegenüber dem Vorjahr teilweise unterschiedlich entwickelt. Deutlich gestiegen ist 2022 erneut der Steinkohleverbrauch (+15 Prozent), nachdem dieser bereits 2021 kräftig zugelegt

hat (+57 Prozent). Der Anteil der Steinkohle am baden-württembergischen Primärenergieverbrauch stieg damit auf rund 12 Prozent. Auch der Mineralölverbrauch verzeichnete ein Plus von knapp 2 Prozent im Vergleich zu 2021. Mit einem Anteil von 35 Prozent blieben die Mineralöle wichtigste Energieträger im Land. Nahezu unverändert blieb der Kernenergieverbrauch. Dieser lag 2022 nur geringfügig unter dem Vorjahreswert (-0,1 Prozent). Die Kernenergie deckte damit noch gut 9 Prozent des baden-württembergischen Primärenergiebedarfs. Kräftig zurückgegangen ist hingegen der Erdgasverbrauch (-13 Prozent). Der Verbrauchsrückgang war insbesondere durch die gestoppten Gasimporte aus Russland und die dadurch stark gestiegenen Erdgaspreise bedingt. Infolgedessen wurde unter anderem ein Teil des Erdgases für die Strom- und Wärmeerzeugung durch den Einsatz von Steinkohle substituiert. Der Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch verringerte sich auf 20 Prozent (2021: 22 Prozent). Ebenfalls gesunken ist der Braunkohleverbrauch um 1,7 PJ auf knapp 6 PJ (-23 Prozent). Dieser kam auf einen Anteil von 0,4 Prozent am Primärenergieverbrauch Baden-Württembergs.

Der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien sank im Vergleich zu 2021 leicht um 1 Prozent. Da der Primärenergieverbrauch insgesamt etwas stärker zurückging, erhöhte sich der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch geringfügig von 17,2 Prozent im Jahr 2021 auf 17,3 Prozent im Jahr 2022. Aufgrund der gegenüber dem Vorjahr gestiegenen Stromerzeugung im Land (+6 Prozent) wurde 2022 weniger Strom per saldo aus anderen Bundesländern und dem Ausland eingeführt als 2021 (-18 Prozent). Der Anteil der Nettostrombezüge lag 2022 bei knapp 4 Prozent.

Von der Primärenergie zur Endenergie

Die meisten Primärenergieträger lassen sich vom Endverbraucher nicht in der Form verwenden, wie sie aus natürlichen Vorkommen gewonnen werden. Sie müssen dafür zunächst in eine nutzbare Form umgewandelt werden. Beispielsweise werden in den Raffinerien aus Rohöl verschiedene Mineralölprodukte wie Benzin, Diesel oder leichtes Heizöl hergestellt. In Kraftwerken werden Energieträger wie Steinkohle oder schweres Heizöl zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Diese Umformungen werden in der Energiebilanz im Abschnitt der Umwandlungsbilanz dargestellt. Darin werden Einsatz und Ausstoß der verschiedenen Umwandlungsprozesse, der Verbrauch bei der Energiegewinnung und im Umwandlungsbereich sowie die Fackel- und Leitungsverluste abgebildet. Die Energieträger werden dabei nach dem Bruttoprinzip, das heißt mit voller Einsatz- und Ausstoßmenge, erfasst. Die bei der Umwandlung anfallenden Stoffe, die nicht als Energieträger, sondern nur aufgrund ihrer stofflichen Eigenschaften verwendet werden, werden als nichtenergetischer Verbrauch verbucht, wie zum Beispiel der Einsatz von Mineralölen in der chemischen Industrie. So wird erreicht, dass im Endenergieverbrauch nur der Verbrauch energetisch genutzter Energieträger ausgewiesen wird. Vom Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg entfielen 2022 rund 80 Prozent auf den Einsatz im Umwandlungsbereich. Rund 44 Prozent davon kam im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung zum Einsatz, der übrige Teil im Raffineriesektor (56 Prozent). Nach Berücksichtigung des Verbrauchs in den Umwandlungsbereichen und des nichtenergetischen Verbrauchs von Energieträgern verblieben in Baden-Württemberg im Jahr 2022 insgesamt 992 PJ für den Endenergieverbrauch. Dies

Einleitung und Ausgangslage

Energieversorgung in Baden-Württemberg 2022 (2)

entspricht 77 Prozent der Primärenergie. Den Energiefluss vom Gesamtenergieaufkommen über den Primärenergieverbrauch (100 Prozent) bis zum Endenergieverbrauch in den Sektoren stellt das Energieflussbild dar. Zudem veranschaulicht es die mit der Energieumwandlung verbundenen Verluste, etwa in Form von Abwärme, in Höhe von insgesamt rund 18 Prozent. Auch beim Endverbraucher entstehen weitere Verluste, wenn Endenergie in die sogenannte Nutzenergie, wie zum Beispiel Licht, Wärme, Kälte oder mechanische Energie, umgewandelt wird. Diese letzte Umwandlungsstufe ist jedoch nicht mehr Teil der Energiebilanz.

Der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist 2022 gegenüber dem Vorjahr um gut 3 Prozent gesunken. Mit Ausnahme des Verkehrssektors verzeichneten die übrigen Sektoren Verbrauchsrückgänge. So verbrauchten die Haushalte und sonstigen Kleinverbraucher, zum Beispiel aus Handel und Gewerbe rund 5 Prozent weniger Energie als noch im Vorjahr. Neben den Einsparbemühungen der Haushalte beim Gas- und Stromverbrauch und den gestiegenen Energiekosten war auch die vergleichsweise milde Witterung während der Heizperiode ursächlich für den Verbrauchsrückgang. Auch der Endenergieverbrauch der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden ging vor allem bedingt durch hohe Energiepreise, bestehende Lieferprobleme bei Rohstoffen und Vorprodukten, aber auch aufgrund der unsicheren Lage bei der Gasversorgung gegenüber dem Vorjahr zurück (-6 Prozent). Im Verkehrssektor wurde hingegen insgesamt etwas mehr Endenergie verbraucht als 2021 (+1 Prozent).

Knapp die Hälfte der Endenergie verbrauchten die privaten Haushalte sowie die sonstigen Verbrau-

cher (49 Prozent). Auf den Verkehrssektor entfielen 31 Prozent, auf die Industrie 21 Prozent.

Rationelle Energienutzung

Die verlässliche und ausreichende Verfügbarkeit von Energie ist eine wesentliche Voraussetzung für das Funktionieren von Wirtschaft und Gesellschaft. Sie sichert unter anderem den Lebensstandard, Produktionsprozesse und die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit. Der Verbrauch von Energie ist zugleich aber auch mit erheblichen Umweltbelastungen, wie der Verschmutzung von Luft und Wasser, dem Abbau endlicher Ressourcen oder den Emissionen von Treibhausgasen und anderen Schadstoffen, verbunden. Auf internationaler, nationaler sowie regionaler Ebene sind daher die Anstrengungen groß, den Energieverbrauch kontinuierlich und nachhaltig zu senken und Energie effizienter zu nutzen.

Abgesehen von gewissen jährlichen Schwankungen ist der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg seit 1973 immer weiter angestiegen, bis er im Jahr 2006 einen Höchstwert von 1 731 PJ erreichte. Seither geht er tendenziell zurück. Im Jahr 2022 lag der Primärenergieverbrauch knapp 26 Prozent unter dem Wert von 2006.

Als Maßstab für die Effizienz einer Volkswirtschaft im Umgang mit den Energieressourcen gilt die Energieproduktivität. Sie gibt an, wie viele Einheiten des Bruttoinlandsproduktes jeweils mit einer Einheit Primärenergie oder Endenergie erwirtschaftet werden. Je höher die volkswirtschaftliche Gesamtleistung je Einheit eingesetzter Primär- oder Endenergie, desto effizienter nutzt die Volkswirtschaft die Energie. Wenn demzufolge der Primär- oder Endenergieverbrauch bei gleichbleibender oder ansteigender wirtschaftlicher Leistung sinkt, führt dies zu einer Erhöhung der gesamt-

wirtschaftlichen Energieeffizienz. Die Primärenergieproduktivität bezogen auf das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt hat sich in Baden-Württemberg von 1991 bis 2022 um rund 75 Prozent erhöht. Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt stieg im selben Zeitraum um 49 Prozent, während der Primärenergieverbrauch um rund 15 Prozent zurückging. Gegenüber dem Bundesdurchschnitt hat Baden-Württemberg bei der Steigerung der Energieproduktivität stark aufgeholt. Während in den 1990er-Jahren vor allem aufgrund der starken Strukturveränderungen in den neuen Bundesländern die durchschnittliche Energieproduktivität des Bundes deutlich stärker anstieg als der Landeswert, näherte sich die Entwicklung von Bund und Land nach und nach immer mehr an.

Die Endenergieproduktivität hat sich im Südwesten im Zeitraum von 1991 bis 2022 um knapp 55 Prozent gesteigert. Während das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt in diesem Zeitraum um 49 Prozent stieg, sank der Endenergieverbrauch um knapp 4 Prozent. Die gestiegene Endenergieproduktivität kann unter anderem auf den Wandel der Wirtschaftsstruktur hin zu mehr Dienstleistungen, aber auch auf erschlossene Einsparpotenziale durch technische Energieeffizienzmaßnahmen in allen Wirtschaftsbereichen und den privaten Haushalten zurückgeführt werden.

Eine nähere Betrachtung des Energieverbrauchs und der Energieproduktivität nach verschiedenen Bereichen macht deutlich, welche Fortschritte im Verlauf der Zeit bereits erreicht wurden und an welchen Stellen weitere Verbesserungen erforderlich sind. Im Rahmen der Umweltökonomischen Gesamtrechnungen werden auf Grundlage der Energiebilanzen unter anderem der Primärenergieverbrauch der Wirtschaftsbereiche im

Inland berechnet. Dabei handelt es sich um den Verbrauch an energiehaltigen Rohstoffen und Materialien, die im Inland direkt für wirtschaftliche Aktivitäten genutzt werden. In Baden-Württemberg ging der Primärenergieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes zwischen 1995 und 2021 um knapp 9 Prozent zurück. Zugleich sank der Primärenergieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes je erwerbstätiger Person von 237,6 GJ auf 212,7 GJ. Bezogen auf die preisbereinigte Bruttowertschöpfung stieg die Energieproduktivität der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe in diesem Zeitraum um knapp 65 Prozent. In den Dienstleistungsbereichen (einschließlich Verkehr) sank der Primärenergieverbrauch zwischen 1995 und 2021 um knapp 5 Prozent. Da sich die Zahl der erwerbstätigen Personen in diesem Bereich im selben Zeitraum hingegen um rund 39 Prozent erhöhte, ging der Primärenergieverbrauch je Erwerbstätiger und Erwerbstätigem zurück. Dieser lag 2021 bei 52,6 GJ und damit um 24,1 GJ unter dem Wert von 1995. Die Energieproduktivität ist in diesem Zeitraum um rund 55 Prozent gestiegen.

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte im Bereich der Raumwärme- und Warmwasserbereitung ist von 67,7 GJ je 100 m² Wohnfläche im Jahr 1991 auf 47,7 GJ im Jahr 2022 gesunken. Temperaturbereinigt entwickelte sich der Endenergieverbrauch im selben Zeitraum von 61,4 GJ auf 52,8 GJ je 100 m² Wohnfläche.

Der Bruttostromverbrauch im Land ist von 1991 bis 2022 um knapp 4 Prozent gestiegen. Die Zahl der Einwohnerinnen und Einwohner Baden-Württembergs stieg um 13 Prozent. Demnach sank der Bruttostromverbrauch je Einwohnerin und Einwohner um 8 Prozent auf 6 060 kWh. Die Produktivität

Einleitung und Ausgangslage

Energieversorgung in Baden-Württemberg 2022 (3)

des Bruttostromverbrauchs erhöhte sich in diesem Zeitraum um 43 Prozent.

Einsatz erneuerbarer Energien

Die erneuerbaren Energien haben in den vergangenen beiden Jahrzehnten immer weiter an Bedeutung gewonnen. Lag ihr Anteil am Primärenergieverbrauch im Jahr 2005 noch bei 7 Prozent, stieg dieser auf 14 Prozent im Jahr 2015 und auf 17 Prozent im Jahr 2022 an. Der Primärenergieverbrauch regenerativer Energieträger betrug 2022 insgesamt 223,3 PJ. Dies waren rund 1 Prozent oder 2,3 PJ weniger als im Vorjahr. Mit Abstand den höchsten Anteil am Primärenergieverbrauch hatte unter den erneuerbaren Energieträgern die Biomasse (12 Prozent). Es folgten Solarenergie (2 Prozent) sowie Klär-, Deponiegas und sonstige erneuerbare Energieträger (1,4 Prozent). Wasserkraft kam auf einem Anteil von 1,1 Prozent, Windkraft auf 0,8 Prozent.

Bereits mit Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes zum 1.1.1991 sollten erneuerbare Energieträger verstärkt genutzt werden. Die Stromnetzbetreiber wurden erstmals dazu verpflichtet Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzunehmen und zu vergüten. Mit dem im Jahr 2000 verabschiedeten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) beschleunigte sich der Ausbau regenerativer Energien. Ziel war es unter anderem durch feste staatliche Vergütung erneuerbaren Strom zu fördern. Das EEG wurde seit seinem Inkrafttreten mehrmals überarbeitet, zuletzt 2023. Danach soll sich der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf mindestens 80 Prozent erhöhen. Im Zeitraum von 1991 bis 2022 ist der Anteil erneuerbarer Energiequellen am Bruttostromverbrauch von gut 7 Prozent auf über 27 Prozent gestiegen.

Die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen enthält für die einzelnen Mitgliedsstaaten Zielvorgaben für den Ausbau erneuerbarer Energien. Deutschland soll danach den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18 Prozent erhöhen. Die Richtlinie enthält zudem genaue Vorgaben für die Berechnung dieses Anteils. Danach sollen nicht die, aus der Energiebilanz bekannten Größen des Primär- oder Endenergieverbrauchs zugrunde gelegt werden, sondern der sogenannte Bruttoendenergieverbrauch. Der Bruttoendenergieverbrauch setzt sich gemäß der Richtlinie zusammen aus dem Endenergieverbrauch gemäß der Energiebilanz, dem in der Energiewirtschaft für die Erzeugung von Wärme und Strom anfallenden Eigenverbrauch sowie den bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Transport- und Leitungsverlusten. Er lässt sich somit vollständig aus den im Rahmen der Energiebilanzierung bereitgestellten Daten ermitteln. In Baden-Württemberg liegt der Bruttoendenergieverbrauch durchschnittlich rund 2 Prozent bis 3 Prozent über dem Niveau des Endenergieverbrauchs.

Der Bruttoendenergieverbrauch² aus erneuerbaren Energien lag im Jahr 2019 bei 181,5 PJ. Dies waren rund 4 Prozent mehr als im Vorjahr. Ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch stieg von 16,3 Prozent im Jahr 2018 auf 16,4 Prozent im Jahr 2019 an. Dabei verteilte sich der Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen zu über der Hälfte auf den Teilbereich Wärme und Kälte (56 Prozent), zu 35 Prozent auf den Bereich Strom und zu gut

² Bei der Verwendung der Werte ist zu beachten, dass sich die Vorschriften für die Ermittlung der Anteile der erneuerbaren Energien in der Europäischen Union mittlerweile mehrfach verändert haben und die Angaben für die Bundesländer aufgrund fehlender Methoden Anpassung nur noch eingeschränkt mit den Ergebnissen für Deutschland vergleichbar sind. Die Fortschreibung des Indikators wurde zunächst ausgesetzt. Eine Überarbeitung der Berechnungsmethodik ist geplant.

lag die erbrachte Fahrleistung 2022 noch deutlich unter dem Niveau von 2019.

Erdgasverbrauch

In den vergangenen Jahrzehnten hat der Verbrauch von Erdgas in Baden-Württemberg, mit einigen wenigen Schwankungen, immer weiter zugenommen. Der Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch ist von 7 Prozent im Jahr 1973 auf 22 Prozent im Jahr 2021 gestiegen. Im Jahr 2022 nahm der Erdgasverbrauch hingegen um 13 Prozent auf 253,8 PJ ab. Die Entwicklung ist vor allem auf die Folgen des Ukraine-Krieges zurückzuführen. Die zunächst verringerten und dann ganz eingestellten Gasimporte aus Russland sowie die damit einhergehenden stark angestiegene Energiepreise führten zu diesem deutlichen Verbrauchsrückgang. Die baden-württembergischen Haushalte verbrauchten im Jahr 2022 über ein Drittel des Erdgases (37 Prozent), auf die Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden entfielen 24 Prozent, auf die sonstigen Verbraucher wie öffentliche Einrichtungen, Handel und Gewerbe 20 Prozent. Insgesamt gut 17 Prozent des Erdgases wurden als Brennstoff in den Kraftwerken zur Strom- und Wärmeherzeugung eingesetzt.

Die hohen Energiepreise, weiter bestehende Lieferprobleme bei Rohstoffen und Vorprodukten aber auch die unsichere Lage bei der Gasversorgung ließ die Nachfrage der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes nach Erdgas im Jahr 2022 spürbar sinken (-13 Prozent). Die privaten Haushalte verbrauchten 15 Prozent weniger Erdgas als im Vorjahr. Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und sonstige Verbraucher sank der Erdgasverbrauch ebenfalls deutlich (-11 Prozent). Neben den Einsparbemühungen, den gestiegenen Energiekos-

ten war auch die vergleichsweise milde Witterung während der Heizperiode ursächlich für den Verbrauchsrückgang der Haushalte und sonstigen Verbraucher.

Erdgas kann in unterschiedlicher Weise genutzt werden. In privaten Haushalten wird es vor allem zum Heizen, zur Warmwasserbereitung und zum Kochen verwendet. In der Industrie kann Erdgas beispielsweise dann zum Einsatz kommen, wenn Wärme für industrielle Prozesse benötigt wird. Außerdem wird es von der Industrie auch als Grundstoff für chemische Prozesse (nichtenergetischer Verbrauch) eingesetzt. Neben dem Einsatz in großen Gas- und Dampfkraftwerken nimmt die Bedeutung des Einsatzes in kleineren dezentralen Kraftwerken, auch zunehmend im Bereich der privaten Haushalte, zu. Die Gasabsatzmenge an Endverbraucher ist wegen der Bedeutung als Heizenergie besonders von der Witterung abhängig. Darüber hinaus beeinflussen auch die Preise am Energiemarkt die Absatzmengen, da insbesondere Industriebetriebe bei Bedarf auch andere Energieträger als Alternative zum Erdgas einsetzen können.

Stromverbrauch und Stromerzeugung

Der Bruttostromverbrauch im Südwesten lag 2022 mit 67,9 Mrd. kWh leicht über dem Vorjahreswert (+0,4 Prozent). Die Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden verbrauchten 36 Prozent des Stroms. Gegenüber 2021 ging deren Verbrauch um 2 Prozent zurück. Die Haushalte verbrauchten 25 Prozent des Stroms und damit 3 Prozent weniger als im Jahr zuvor. Etwas mehr Strom verbrauchte der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und sonstige Verbraucher (+0,3 Prozent). Der Gesamtbruttostromverbrauch ergibt sich aus dem Verbrauch der Endverbraucher zuzüglich dem Eigenverbrauch

Einleitung und Ausgangslage

Energieversorgung in Baden-Württemberg 2022 (4)

der Kraftwerke (einschließlich Pumpstromverbrauch) und den Netzverlusten. Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch betrug 2022 knapp 22 Prozent.

Im Jahr 2022 wurden in Baden-Württemberg insgesamt 53,9 Mrd. kWh Strom erzeugt. Dies bedeutet ein Plus von knapp 7 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Aufgrund der gestiegenen Stromerzeugung wurde 2022 weniger Strom per saldo aus anderen Bundesländern und dem Ausland eingeführt als 2021. Die Nettostrombezüge in Baden-Württemberg gingen im Vergleich zum Vorjahr um 18 Prozent auf 14,0 Mrd. kWh zurück. Insgesamt wurden gut 79 Prozent des verbrauchten Stroms im Land selbst erzeugt. Die restlichen knapp 21 Prozent wurden per saldo aus anderen Bundesländern und dem Ausland eingeführt.

Das Austauschvolumen mit dem Ausland betrug 2022 hinsichtlich der Einfuhr 5,7 Mrd. kWh und hinsichtlich der Ausfuhr 18,2 Mrd. kWh. Somit wird von Baden-Württemberg mehr Strom direkt ins Ausland abgegeben als direkt eingeführt. Zu den Liefer- und Abnehmerländern gehören die an Baden-Württemberg angrenzenden Länder Schweiz, Österreich und Frankreich.

Die erneuerbaren Energien lieferten mit 18,5 Mrd. kWh gut 2 Prozent mehr Strom als 2021. Ihr Anteil an der baden-württembergischen Stromerzeugung lag 2022 bei gut 34 Prozent (2021: 36 Prozent). Damit standen die erneuerbaren Energien das dritte Jahr in Folge an erster Stelle im Strommix des Landes.

Neben einer hohen Sonneneinstrahlung sorgte auch der erneute Zubau neuer Anlagen für ein deutliches Plus bei der Stromerzeugung aus Photovoltaik (+14 Prozent). Ebenfalls gestiegen ist die Stromerzeugung

aus Windkraft (+13 Prozent). Mit einem Anteil von 12 Prozent an der Gesamtbruttostromerzeugung blieb Photovoltaik auch 2022 an erster Position der erneuerbaren Energieträger. Windkraft kam auf einen Anteil von knapp 6 Prozent. Gegenüber dem Vorjahr relativ konstant blieb 2022 die Stromerzeugung aus Biomasse (-0,4 Prozent). Ihr Anteil an der Stromerzeugung lag bei 9 Prozent. Bei der Stromerzeugung in den Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken des Landes führte das trockene Jahr 2022 zu einem spürbaren Rückgang (-15 Prozent). Der Beitrag der regenerativen Wasserkraft an der Bruttostromerzeugung lag damit bei 7 Prozent.

Die Beiträge der konventionellen Energieträger an der Bruttostromerzeugung entwickelten sich gegenüber dem Vorjahr unterschiedlich. Aus Steinkohle wurde das zweite Jahr in Folge mehr Strom erzeugt (2021: +69 Prozent, 2022: +16 Prozent). Die Stromerzeugung aus Erdgas ging hingegen insbesondere aufgrund der stark gestiegenen Erdgaspreise sowie der Substitution von Erdgas durch Steinkohle bei der Stromerzeugung zurück (-9 Prozent). Aus Kernenergie wurde etwa so viel Strom erzeugt wie 2021 (-0,1 Prozent).

Der Steinkohleanteil an der Bruttostromerzeugung lag 2022 bei 32 Prozent. Damit stand Steinkohle hinter den erneuerbaren Energien an zweiter Stelle des baden-württembergischen Strommix. Die Bedeutung der Kernenergie in Baden-Württemberg ging in den letzten Jahren nach und nach zurück. Wurden im Jahr 2002 noch 56 Prozent des Stroms aus Kernenergie erzeugt, waren es 2012 insgesamt 38 Prozent und 2022 noch 21 Prozent. Mit der Abschaltung des letzten baden-württembergischen Kernkraftwerks Neckarwestheim 2 am 15. April 2023 endete die Stromerzeugung aus Kernenergie im Land. Die Entwicklung kann mit dem vorliegenden Bericht jedoch

noch nicht abgebildet werden. Rund 7 Prozent des Stroms wurde aus Erdgas gewonnen und weitere knapp 6 Prozent aus sonstigen konventionellen Energieträgern wie Heizöl, Braunkohle, Flüssiggas, Raffineriegas oder Pumpspeicherwasser ohne natürlichen Zufluss.

Wärmeerzeugung und -verbrauch

Die Novelle des Energiestatistikgesetzes im Jahr 2017 und die damit einhergehenden Änderungen der amtlichen Energiestatistiken führten zu einem erweiterten Datenangebot im Wärmebereich, das sich auch auf die Bilanzierung des Energieträgers Fernwärme auswirkte. Seit dem Berichtsjahr 2018 werden in den amtlichen Energiestatistiken neben den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer elektrischen Nettonennleistung von 1 MW oder mehr auch kleinere an ein Netz angeschlossene wärmegeführte Blockheizkraftwerke mit einer Nettonennleistung von unter 1 MW erfasst. Auch die Wärmeerzeugung aus Klärgas und Klärschlamm wird seit der Novelle durch die amtliche Statistik erhoben. Außerdem wird seitdem die Wärmeerzeugung kleinerer Heizwerke mit einer thermischen Nettonennleistung von unter 1 MW im Rahmen der Energiebilanzierung geschätzt. Wichtigste Energieträger zur Fernwärmeerzeugung³ in Baden-Württemberg waren im Jahr 2022 Erdgas (39 Prozent), gefolgt von erneuerbaren Energien (27 Prozent) und Stein- und Braunkohle (24 Prozent).

Der Endenergieverbrauch an Fernwärme lag 2022 bei rund 47,1 PJ und damit 2 Prozent unter dem Vorjahreswert. Davon verbrauchte der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und sonstige Verbraucher 35 Prozent, weitere 34 Prozent

verbrauchten die Haushalte und 31 Prozent die Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden.

Nach den Ergebnissen der Mikrozensus Zusatzerhebung 2022 wurde im Südwesten in rund 11 Prozent der Haushalte Fernwärme als überwiegende Energieträger verwendet. Die dominanten Energieträger blieben mit 42 Prozent Erdgas und 29 Prozent Heizöl. In den kommenden Jahren dürfte der Beitrag erneuerbarer Energien zunehmen. So wird zum einen bei Heizungsmodernisierungen Heizöl häufig durch regenerative Quellen ersetzt, zum anderen haben erneuerbare Energien bei Neubauten massiv an Bedeutung gewonnen. Anfang der 1980er-Jahre wurde für über 60 Prozent der Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) Öl als überwiegende Heizenergie gewählt. Erst mit deutlichem Abstand folgte Erdgas. Weniger als ein Viertel der fertig gestellten Neubauten wurde Anfang der 1980er-Jahre damit beheizt. Erdgas als überwiegend genutzte Heizenergie gewann in den darauffolgenden Jahren zunehmend an Bedeutung und löste Anfang der 1990er-Jahre den bei Baufertigstellungen dominanten Energieträger Öl ab. Nach einem kontinuierlichen Anstieg des Anteils von Erdgas wurde 2005 für 65 Prozent der fertig gestellten Neubauten dieses für die Beheizung genutzt. Seither verlor auch Erdgas als überwiegende Heizenergie wieder an Bedeutung und kam 2022 nur noch auf einen Anteil von rund 15 Prozent. Seitdem gewannen die erneuerbaren Energien kontinuierlich an Bedeutung. Lag deren Anteil im Jahr 2005 noch bei knapp 9 Prozent, wurde 2022 bereits rund 67 Prozent der fertig gestellten Neubauten im Land überwiegend mit erneuerbaren Energien beheizt. Von den erneuerbaren Quellen hatten im Jahr 2022 Wärmepumpen, die der Luft, dem Wasser oder der Erde Wärme entziehen, den mit

³ Die Nettowärmeerzeugung der Industriekraftwerke ist hier nicht berücksichtigt. In den Energiebilanzen wird der Brennstoffeinsatz in den Industriekraftwerken zur Wärmeerzeugung nicht im Umwandlungsbereich, sondern im Endenergieverbrauch des jeweiligen Wirtschaftszweiges ausgewiesen.

Einleitung und Ausgangslage

Energieversorgung in Baden-Württemberg 2022 (5)

Abstand höchsten Anteil (61 Prozent). Holz kam auf einen Anteil von 5 Prozent.

Das Neubaugeschehen zeigt, dass erneuerbare Energieträger als Quelle für die Beheizung in den letzten Jahren erheblich zugelegt haben und die derzeit bevorzugte Art der Heizenergie darstellen. Da sich die Bestandsstrukturen jedoch eher langsam verändern, dürften auch Energieträger wie Heizöl und Erdgas als Heizenergie im Gebäudebestand noch einige Zeit präsent sein.

PREISE, INVESTITIONEN UND EMISSIONEN

Energiepreise und -erlöse

Der Verbraucherpreisindex bildet die durchschnittliche Preisentwicklung aller Güter und Dienstleistungen ab und macht diese somit vergleichbar. Neben dem Gesamtindex gibt es zahlreiche Teilindizes. Dazu zählen auch verschiedene Energiepreisindizes, die die Preisentwicklung bestimmter Energieträger darstellen.

Die Verbraucherpreise, insbesondere die Energiepreise stiegen 2022 in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine deutlich gegenüber dem Vorjahr an. Die Preise für Kraftstoffe lagen 2022 insgesamt 25 Prozent über dem Vorjahreswert. Dies war die höchste Preissteigerung im abgebildeten Zeitraum seit 2014. Im Jahr 2023 sind die Kraftstoffpreise hingegen wieder etwas gesunken (-4 Prozent). Damit waren die Kraftstoffe 2023 insgesamt knapp 48 Prozent teurer als im Basisjahr 2020. Insgesamt unterlag die Preisentwicklung der Kraftstoffe seit 2014 einigen Schwankungen, während der allgemeine Verbraucherpreisindex im Vergleich dazu kontinuierlich anstieg.

Der Indexverlauf von Heizöl ist etwa vergleichbar mit dem der Kraftstoffe. Er zeigt sogar noch grö-

ßere Preisschwankungen. Während sich der Heizölpreis von 2021 auf 2022 im Jahresdurchschnitt um 83 Prozent erhöhte, war dieser 2023 wieder rückläufig (-22 Prozent). Der Gaspreisindex ist 2022 ebenfalls kräftig gestiegen (+48 Prozent), genauso wie der Strompreisindex (+15 Prozent). Der Preisanstieg für Erdgas und Strom blieb auch 2023 auf einem hohen Niveau (+26 Prozent bzw. +16 Prozent).

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg erlösten im Jahr 2022 im Durchschnitt 22,52 Cent je kWh bei der Stromabgabe an Endabnehmer. Dies sind rund 13 Prozent mehr als im Vorjahr. Bundesweit erlösten die Energieversorgungsunternehmen durchschnittlich 22,03 Cent je kWh Strom.

Eine Differenzierung nach Verbrauchergruppen zeigt, dass private Haushalte in Baden-Württemberg mit durchschnittlich 27,16 Cent je kWh am meisten zahlten. Von Industriebetrieben im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe erhielten die Elektrizitätsversorger im Schnitt 19,93 Cent je kWh. Die verschiedenen Durchschnittserlöse der Abnehmergruppen ergeben sich neben den unterschiedlichen Vertragskonditionen auch aus gesetzlichen Rahmenbedingungen wie zum Beispiel Begrenzungen bei der KWK-Umlage und der Offshore-Netzzulage für stromkostenintensive Unternehmen.

Die Gasversorgungsunternehmen im Südwesten erlösten 2022 aus der Gasabgabe an Endverbraucher im Durchschnitt aller Verbrauchergruppen 7,22 Cent je kWh. Dies sind knapp 63 Prozent mehr als im Vorjahr. Mit durchschnittlich 7,79 Cent je kWh bezahlten private Haushalte im Land 2022 mehr für ihr Gas als die anderen

Verbrauchergruppen. Bei der Abgabe an das Produzierende Gewerbe erhielten die Gasversorgungsunternehmen im Jahr 2022 durchschnittlich 6,84 Cent je kWh.

In Deutschland erzielten die Gasversorgungsunternehmen bei der Gasabgabe an Endverbraucher durchschnittlich 7,41 Cent je kWh und damit rund 3 Prozent mehr als in Baden-Württemberg.

Umsatz, Beschäftigte und Investitionen

Die rund 9 800 baden-württembergischen Unternehmen der Energieversorgung erzielten im Jahr 2021 einen Umsatz von rund 108,7 Mrd. Euro. Dies bedeutet ein Plus von 45 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Um kleinere Unternehmen bürokratisch zu entlasten, gelten bei den Strukturhebungen im Energiebereich bestimmte Abschneidegrenzen, die eine Auskunftspflicht festlegen. Um einen Überblick über den gesamten Bereich der Energieversorgung zu erhalten, werden die Strukturmerkmale der Unternehmen, die nicht in der Erhebung befragt werden, seit dem Berichtsjahr 2018 durch ein Regressionsmodell ermittelt. Dies ermöglicht den Gesamtbestand der Energieversorgung abzubilden.⁴ Ein Vergleich der Jahre ab 2018 mit den Vorjahren ist daher nicht möglich.

Die Umsatzentwicklung in der Energieversorgung wird maßgeblich durch die Elektrizitätsversorgung bestimmt. Hier werden annähernd 96 Prozent des Gesamtumsatzes der Energieversorgung erzielt. Die Gasversorger erreichten einen Anteil am Gesamtumsatz von rund 4 Prozent, die Wärme- und Kälteversorger nur knapp 1 Prozent.

Im Jahr 2021 waren rund 51 200 Personen in der Energieversorgung beschäftigt. Damit nahm die Zahl der Beschäftigten gegenüber 2020 um rund 3 Prozent zu. Die Umsatzproduktivität, das heißt der Umsatz in Relation zur Zahl der Beschäftigten, lag im Jahr 2021 rund 41 Prozent über dem Vorjahreswert.

Die befragten baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben 2022 insgesamt 1,7 Mrd. Euro in Sachanlagen investiert.⁵ Das sind rund 145 Millionen Euro beziehungsweise rund 9 Prozent mehr als im Vorjahr. Die Investitionen flossen zu 40 Prozent in das Leitungsnetz, 35 Prozent entfielen auf sonstige technische Anlagen und Maschinen und weitere 16 Prozent auf Anlagen zur Energieerzeugung.

Energiebedingte Emissionen

Der überwiegende Teil der Treibhausgasemissionen (circa 87 Prozent) in Baden-Württemberg im Jahr 2022 war auf die Verbrennung von Brennstoffen für die Stromerzeugung oder Wärmebereitstellung und auf die Verbrennung von Kraftstoffen zu Transportzwecken zurückzuführen und damit energiebedingt. Mit knapp 98 Prozent dominierte dabei Kohlenstoffdioxid (CO₂). Nicht energiebedingt sind beispielsweise prozessbedingte Emissionen bei der Herstellung von Zement.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen summierten sich 2022 auf knapp 62,5 Millionen Tonnen (Mill. t). Nach einem deutlichen Anstieg im Vorjahr (+5,7 Prozent) bewegt sich der CO₂-Ausstoß mit einem Plus von 0,7 Prozent etwa auf Vorjahresniveau. Aktuell liegen die energiebedingten

⁴ Für weitere Informationen zum Ergänzungmodell siehe Köhlmann, Maren: Datenergänzungmodell der Strukturerhebung Energie mithilfe eines robusten Regressionsmodells, in: „WISTA - Wirtschaft und Statistik“, 4/2019, S. 31ff.

⁵ Für die Investitionserhebung gibt es kein Datenergänzungmodell.

Einleitung und Ausgangslage

Energieversorgung in Baden-Württemberg 2022 (6)

CO₂-Emissionen rund 11,8 Mill. t (-15,9 Prozent) unter dem Referenzwert des Jahres 1990.

Die sektorale Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg verlief 2022 recht unterschiedlich. Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hatte erhebliche Auswirkungen auf viele Bereiche der Wirtschaft und insbesondere auf den Energiesektor.

Im Sektor Strom- und Wärmeerzeugung waren mit 2 Mill. t (+12,3 Prozent) die größten Emissionsanstiege zu verzeichnen. Hauptgrund dafür war wie auch bereits 2021 die im Vergleich zum Vorjahr erhöhte Stromerzeugung aus besonders emissionsintensiven Steinkohlekraftwerken. Vor dem Hintergrund gedrosselter Gaslieferungen aus Russland wurde vermehrt Steinkohle eingesetzt, um die Erdgasreserven zu schonen und damit die Stromversorgung im Land und im europäischen Ausland zu sichern.

Hingegen sank der CO₂-Ausstoß des Sektors Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe gegenüber dem Vorjahr deutlich um 0,6 Mill. t CO₂-Äquivalente (-9,7 Prozent). Es war der stärkste Rückgang seit der globalen Finanzkrise im Jahr 2009. Die hohen Energiepreise, Unsicherheiten bei der Versorgung mit Erdgas und die immer noch eingeschränkte Verfügbarkeit von Rohstoffen und Vorprodukten beeinträchtigten die Industrieproduktion in Baden-Württemberg. Die Emissionsrückgänge waren in fast allen Branchen zu beobachten, insbesondere bei den energieintensiven Produktionsprozessen wie der Papierindustrie sowie der Eisen- und Stahlindustrie.

(-7,2 Prozent) spürbar zurückgegangen. Die vergleichsweise milde Witterung während der Heizperiode, die Einsparungen im Gasverbrauch sowie die stark gestiegenen Energiekosten waren die Hauptgründe für den Emissionsrückgang.

Mit rund 34 Prozent machen die verkehrsbedingten Emissionen aktuell den Großteil der CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg aus. Gegenüber 2021 wurden im Verkehrssektor insgesamt nur geringfügig mehr CO₂-Emissionen ausgestoßen. Der Anstieg lag bei 0,1 Mill. t (+0,3 Prozent).

Daten auf einen Blick zur Energie- und Stromversorgung in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2022

Daten auf einen Blick



Zwischen 2011 und 2021 ist der durchschnittliche temperaturbereinigte Primärenergieverbrauch je Einwohnerin und Einwohner um 18 % auf 117 Gigajoule gesunken.



Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist von 12 % im Jahr 2011 auf 17 % im Jahr 2021 gestiegen.



Rund ein Drittel der Endenergie in Baden-Württemberg wurde im Jahr 2021 von den Haushalten verbraucht (33 % bzw. 336 Petajoule). Gegenüber 2011 hat sich deren Endenergieverbrauch um 11 % erhöht.



Im Jahr 2021 betrug der Endenergieverbrauch im Straßenverkehr 286 Petajoule. Davon entfielen 61 % auf Dieselkraftstoff und 32 % auf Ottokraftstoff.



Der Anteil erneuerbarer Energien an der vorwiegenden Heizenergie in zum Bau freigegebenen Wohngebäuden lag 2022 bei knapp 83 %.



Die Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2022 bei 53,9 Milliarden Kilowattstunden. Mit einem Anteil von rund 34 % standen die erneuerbaren Energien an erster Stelle im Strommix des Landes, gefolgt von Steinkohle (32 %) und Kernenergie (21 %).



Von 2015 bis 2022 ist der Beitrag der Photovoltaik zur Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg um rund 35 % gestiegen. Mit einem Anteil von 12 % an der gesamten Bruttostromerzeugung war Photovoltaik wichtigster erneuerbarer Energieträger im Strommix des Landes.



Der Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2021 bei rund 67,6 Milliarden Kilowattstunden. Rund 37 % davon wurden von Industriebetrieben und 26 % von Haushalten verbraucht.

Energiebilanz Baden-Württemberg 2022

Bezüge & Bestandsentnahmen

1.229,5 PJ = 341,5 TWh (Mrd. kWh)

Gewinnung Inland

226,4 PJ = 62,9 TWh (Mrd. kWh)

84,4%

15,6%

Aufkommen
100%

1.455,9 PJ = 404,4 TWh (Mrd. kWh)

Verwendung
100%

PEV = 88,5%

11,5%

Primärenergieverbrauch (PEV)

1.288,6 PJ = 357,9 TWh (Mrd. kWh)

Lieferungen & Bestandsaufstockungen

167,3 PJ = 46,5 TWh (Mrd. kWh)

Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bei der Energiebilanz wird der Kernenergieanteil beim Aufkommen als Bezüge bewertet!

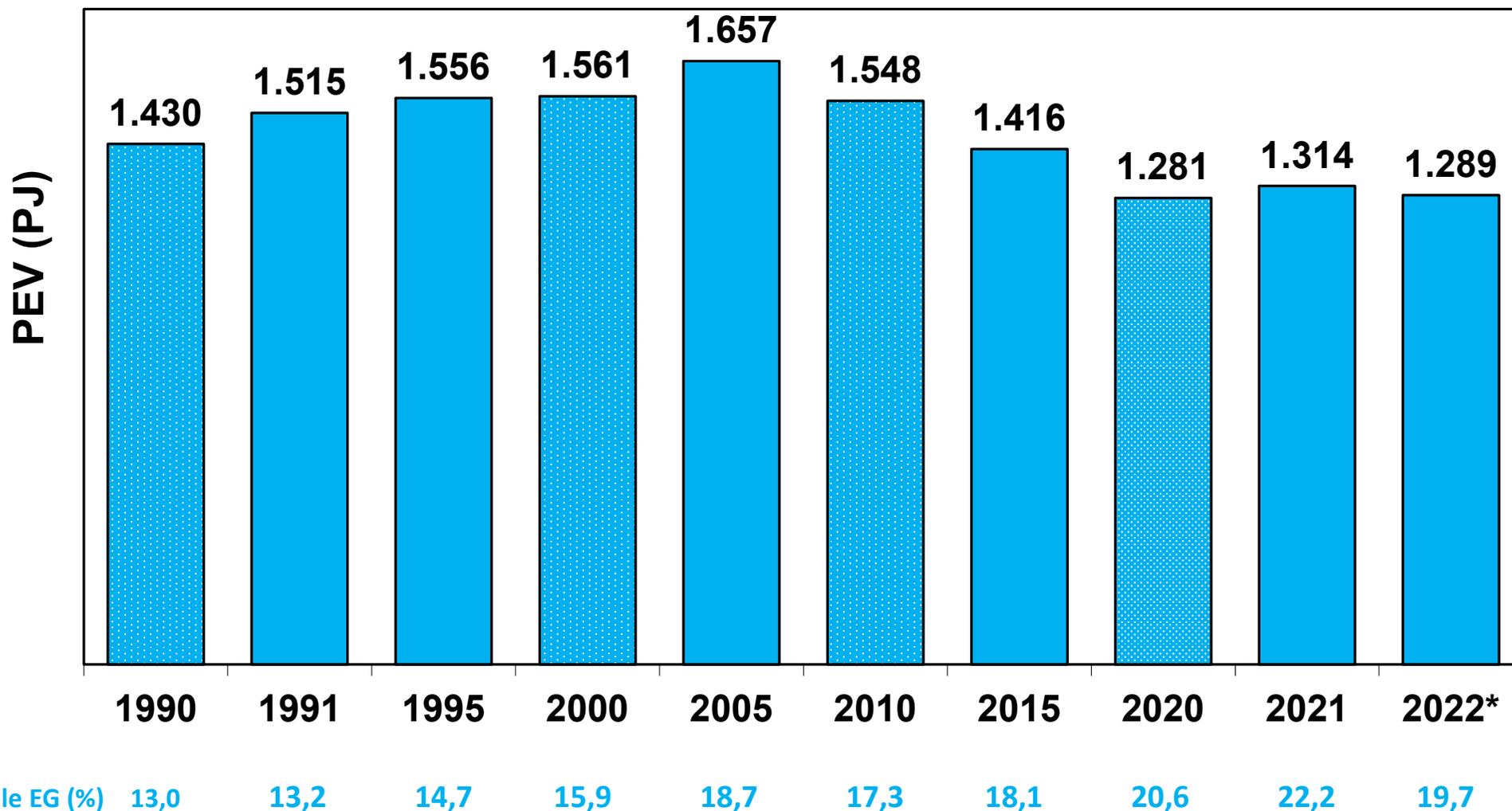
Energieeinheiten: 1 PJ = 1/3,6 TWh = 0,2778 TWh (Mrd. kWh) oder 1 TWh (Mrd. kWh) = 3,6 PJ

Quelle: Stat. LA BW + UM BW – Energiebericht 2024, S. 15, 7/2024

Energieversorgung - PEV **mit Beitrag Erdgas**

Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) mit Anteile Erdgas in Baden-Württemberg 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 1.289 PJ = 358,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2022 – 9,9%
115,1 GJ/Kopf = 32,0 MWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024; Energieeinheiten: 1 PJ = 0,2778 TWh (Mrd. kWh);
Hinweis: PEV enthält auch nichtenergetischen Verbrauch (2021 = 25,1 PJ, Anteil 1,9%)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

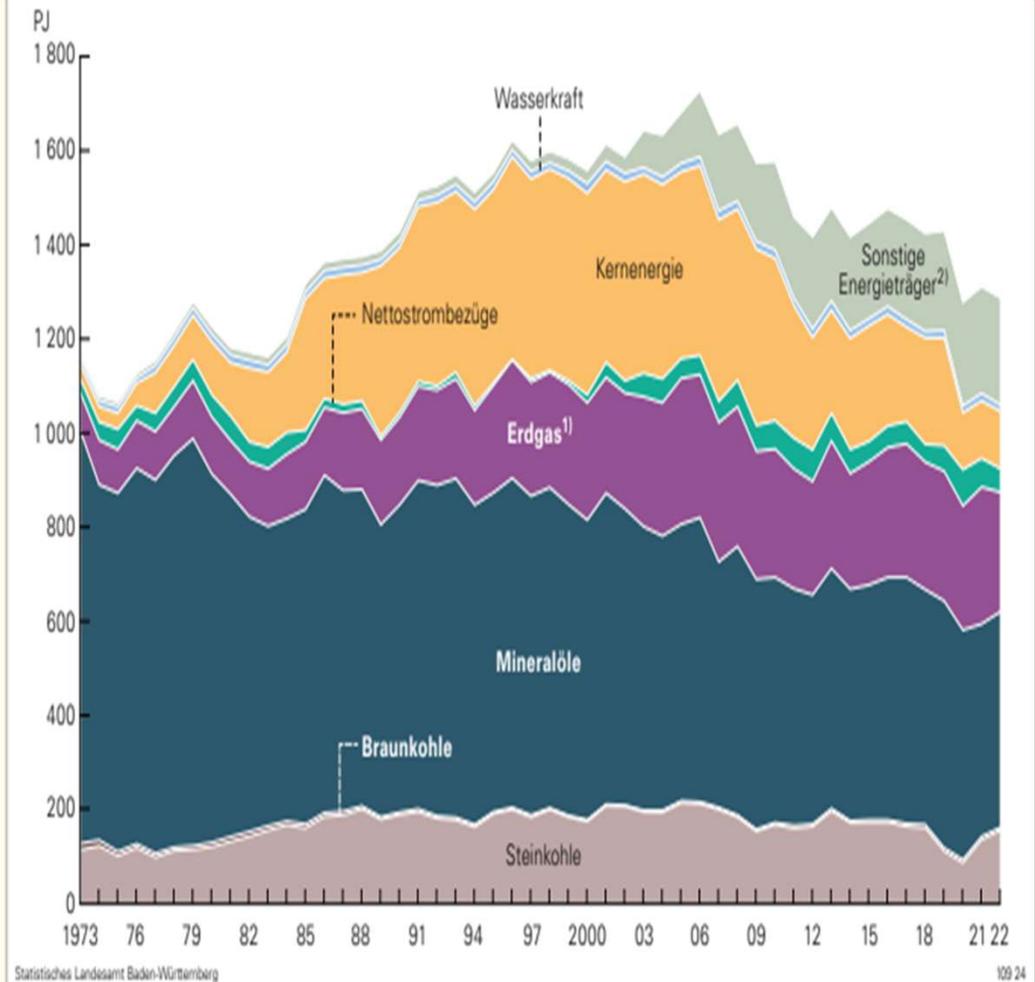
Quellen: UM BW & Stat. LA BW – Energiebericht 2024, 7/2024, Stat. LA BW 7/2024

Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 1973/1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 1.289 PJ = 358,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2022 – 9,9%
115,1 GJ/Kopf = 32,0 MWh/Kopf

9. Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg seit 1973 nach Energieträgern*)

Energieträger	1973	1980	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022
		TJ									
Steinkohle	115 442	120 788	188 734	194 749	190 934	174 893	213 530	167 926	173 225	86 870	156 331
Braunkohle	12 786	9 475	5 340	5 923	4 027	3 344	3 722	4 238	4 567	7 290	5 721
Mineralöle	879 174	784 979	655 003	699 708	680 115	639 309	590 012	523 034	500 910	488 998	460 352
Erdgas ¹⁾	80 310	121 358	185 624	199 555	228 087	248 556	310 062	273 081	262 383	264 363	253 823
Nettostrombezüge	29 823	46 609	10 303	10 678	6 192	17 388	41 837	59 591	43 430	77 123	50 369
Kernenergie	29 845	113 068	351 024	370 623	410 464	427 686	396 574	345 483	245 638	121 236	121 546
Wasserkraft	11 703	16 014	14 113	13 428	17 041	21 141	17 677	18 477	15 481	14 868	13 825
Sonstige Energieträger ²⁾	9 090	15 600	19 535	20 113	19 001	28 236	108 248	188 207	203 281	220 455	226 607
Insgesamt	1 168 173	1 227 891	1 429 676	1 514 777	1 555 861	1 560 553	1 681 662	1 580 037	1 448 915	1 281 203	1 288 575
	Anteil in %										
Steinkohle	9,9	9,8	13,2	12,9	12,3	11,2	12,7	10,6	12,0	6,8	12,1
Braunkohle	1,1	0,8	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,6	0,4
Mineralöle	75,3	63,9	45,8	46,2	43,7	41,0	35,1	33,1	34,6	38,2	35,7
Erdgas ¹⁾	6,9	9,9	13,0	13,2	14,7	15,9	18,4	17,3	18,1	20,6	19,7
Nettostrombezüge	2,6	3,8	0,7	0,7	0,4	1,1	2,5	3,8	3,0	6,0	3,9
Kernenergie	2,6	9,2	24,6	24,5	26,4	27,4	23,6	21,9	17,0	9,5	9,4
Wasserkraft	1,0	1,3	1,0	0,9	1,1	1,4	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1
Sonstige Energieträger ²⁾	0,8	1,3	1,4	1,3	1,2	1,8	6,4	11,9	14,0	17,2	17,6
Insgesamt	100										



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

109 24

*) 2022 vorläufige Ergebnisse. Ab 2011 enthalten die Energieverbrauchswerte teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte. – 1) Bis 1986 einschließlich Stadtgas. – 2) Klärgas, Deponiegas, Windkraft, Solarenergie, Biomasse, Wärmepumpen und Andere.

Datenquelle: Energiebilanzen für Baden-Württemberg.

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024 Energieeinheiten: 1 PJ = 0,2778 TWh (Mrd. kWh)

Bevölkerung (Jahresmittel) Jahr 2022: 11,2 Mio

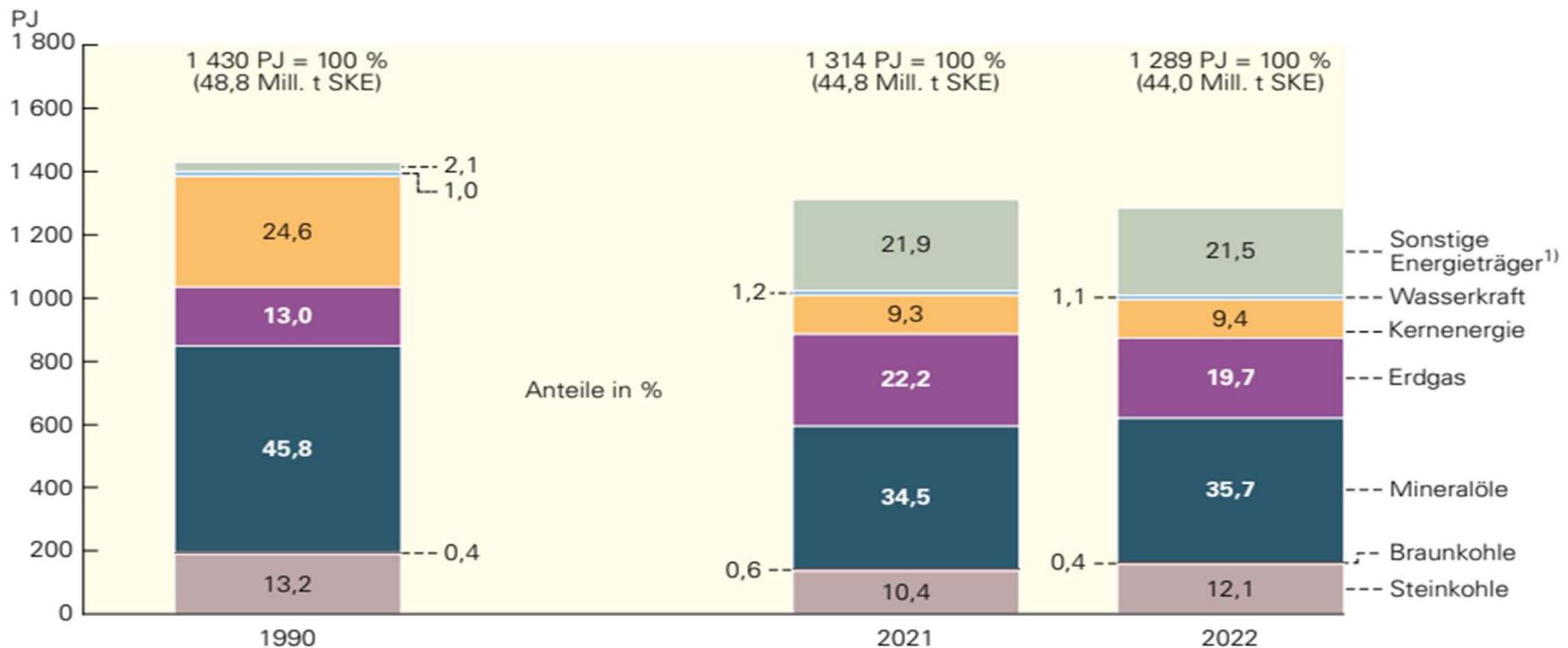
Hinweis: PEV enthält auch nichtenergetischen Verbrauch (z.B. 2022 = 22,5 PJ, Anteil 1,7%)

Quelle: Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024

Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 1990, 2021 und 2022 (3)

Jahr 2022: Gesamt 1.289 PJ = 358,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2022 – 9,9%
115,1 GJ/Kopf = 32,0 MWh/Kopf

5. Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg 1990, 2021 und 2022*) nach Energieträgern



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

239 24

*) 2022 vorläufige Ergebnisse. Für 2021 und 2022 enthalten die Energieverbrauchswerte teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte. – 1) Windkraft, Solarenergie, Klärgas, Deponiegas, Biomasse, Strom und Sonstige.

Datenquelle: Energiebilanzen für Baden-Württemberg.

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024;

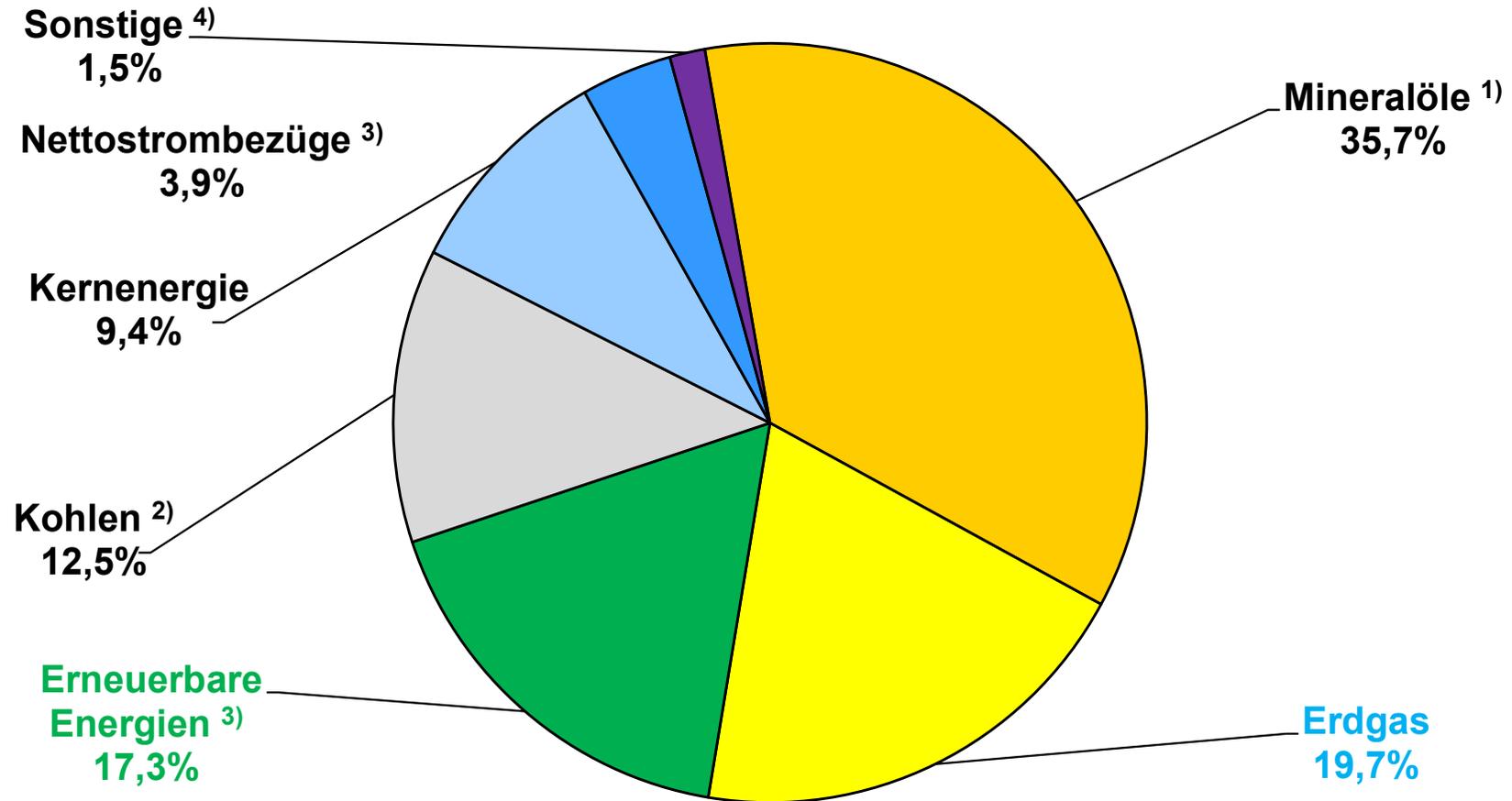
Energieeinheiten: 1 PJ = 0,2778 TWh (Mrd. kWh);

Bevölkerung (Jahresmittel): Jahr 2022: 11,2 Mio

1) Hinweis: PEV enthält auch nichtenergetischen Verbrauch (z.B. 2022 = 22,5 PJ, Anteil 1,7%)

Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 2022 (4)

Jahr 2022: Gesamt 1.289 PJ = 358,1 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 - 9,9%
Ø 115,1 GJ/Kopf = 32,0 MWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

Vorwiegend fossile Energieträgeranteile 67,9%

* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2024

Bevölkerung (Jahresmittel) 11,2 Mio.

1) einschließlich Flüssig- und Raffineriegas

2) Aufteilung Anteile Steinkohlen 12,1%, Braunkohlen 0,4%

3) Wasser- und Windkraft, Biomasse, biogenen Abfall (50% ab 2010), Solarenergie, Klär- und Deponiegas, Geothermie u.a.

4) Netto-Strombezüge 3,9%

5) Sonstige, z.B. nicht biogener Abfall, Pumpstrom u.a. 1,5%

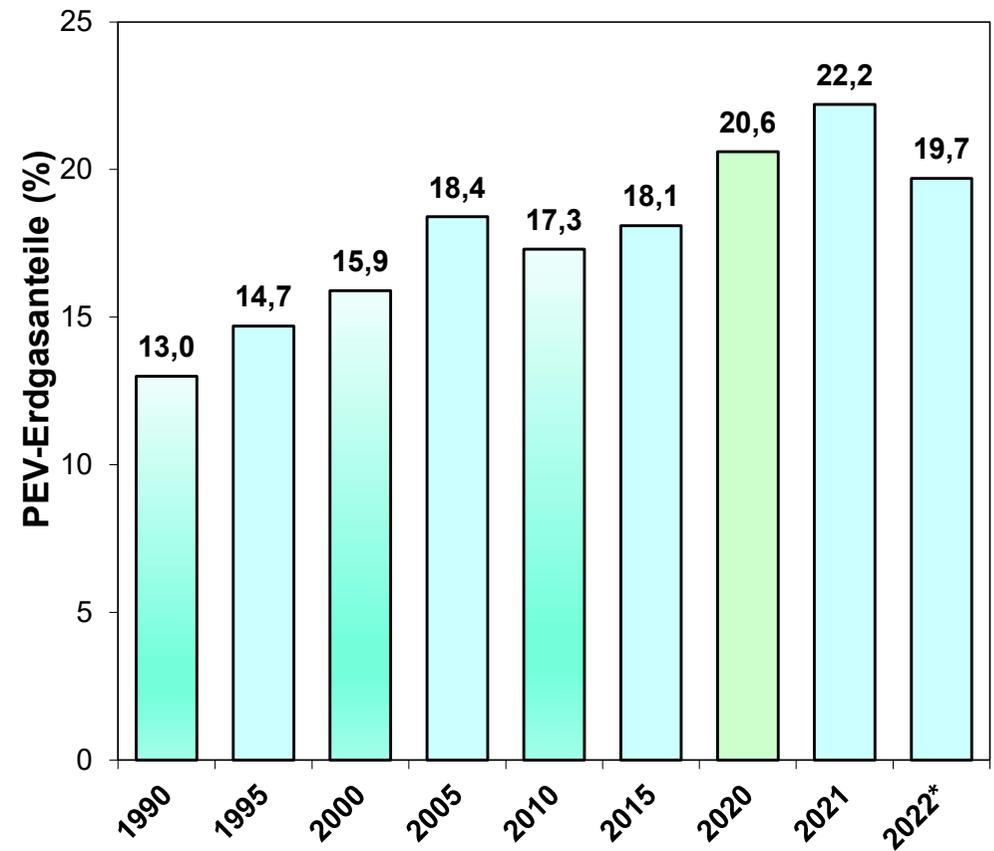
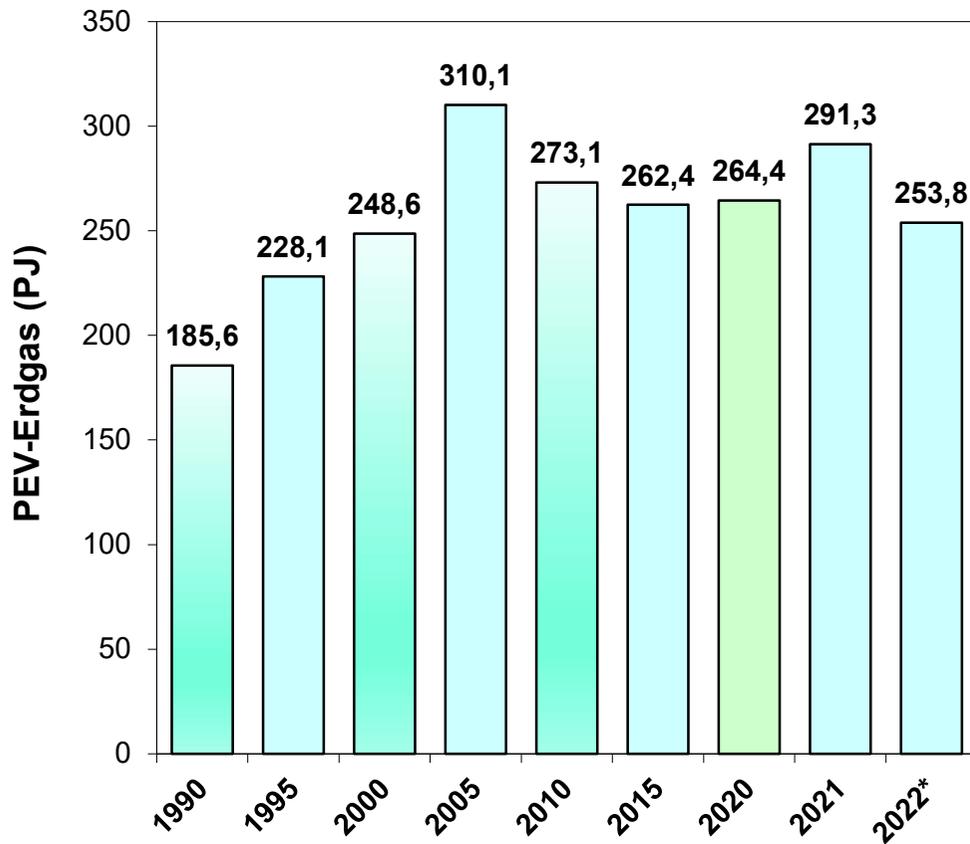
Entwicklung Primärenergieverbrauch Erdgas (PEV-Erdgas) in Baden-Württemberg von 1990-2022 (5)

Jahr 2022:

Gesamt 253,8 PJ = 70,5 TWh (Mrd. kWh),
Veränderung 1990/2022 + 36,7%

Jahr 2022:

PEV-Anteil 19,7% von 1.289 PJ
Veränderung 1990/2022 + 51,5%



Grafik Bouse 2024

Anteile Erdgas am Primärenergieverbrauch (PEV) nehmen zu!

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,868 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 11,2 Mio

Quellen: Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024; Stat. LA. BW 7/2024

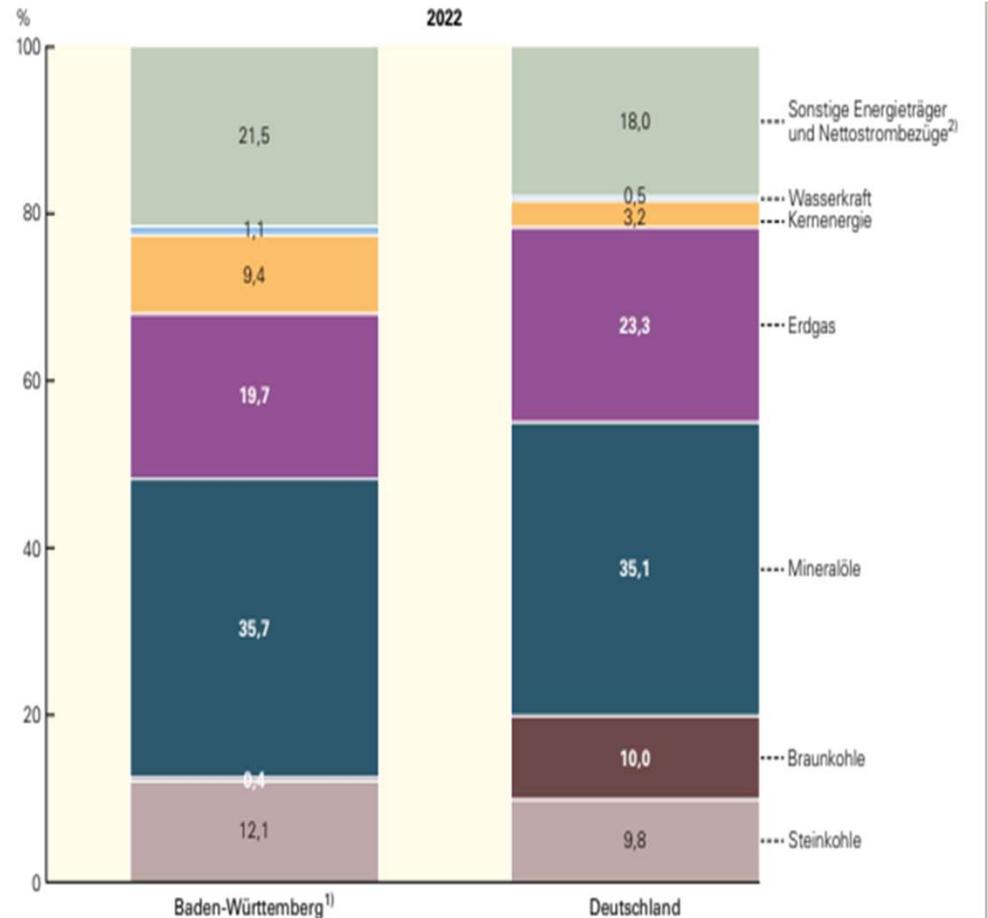
Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern in Baden-Württemberg und Deutschland 2021/22

Baden-Württemberg 2022
 Gesamt 1.289 PJ = 358,1 TWh
 EG-Anteil 19,7%

Deutschland 2022
 Gesamt 11.675 PJ = 3.243,1 TWh (Mrd. kWh)
 EG-Anteil 23,3%

10. Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022
 nach Energieträgern

Energieträger	2021				2022				Veränderung 2022 gegen 2021	
	Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg	Deutschland
	TJ	%	TJ	%	TJ	%	TJ	%		
Steinkohle	136 491	10,4	1 112 024	8,9	156 331	12,1	1 142 410	9,8	+14,5	+2,7
Braunkohle	7 392	0,6	1 126 940	9,1	5 721	0,4	1 167 927	10,0	-22,6	+3,6
Mineralöle	452 823	34,5	4 042 258	32,5	460 352	35,7	4 101 614	35,1	+1,7	+1,5
Erdgas	291 271	22,2	3 302 569	26,5	253 823	19,7	2 720 926	23,3	-12,9	-17,6
Nettostrombezüge	61 317	4,7	-66 866	-0,5	50 369	3,9	-98 120	-0,8	-17,9	+46,7
Kernenergie	121 651	9,3	754 145	6,1	121 546	9,4	378 646	3,2	-0,1	-49,8
Wasserkraft	16 303	1,2	70 764	0,6	13 825	1,1	63 449	0,5	-15,2	-10,3
Sonstige Energieträger ²⁾	226 734	17,3	2 100 990	16,9	226 607	17,6	2 198 064	18,8	-0,1	+4,6
Insgesamt	1 313 982	100	12 442 824	100	1 288 575	100	11 674 917	100	-1,9	-6,2



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

110 24

1) 2022 vorläufige Ergebnisse. Energieverbrauchswerte enthalten teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte. –
 2) Grubengas, Windkraft, Solarenergie, Klärgas, Deponiegas, Biomasse und Sonstige.
 Datenquellen: Energiebilanzen für Baden-Württemberg. Für Deutschland: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Daten für 2021 Stand: 31.03.2023, Daten für 2022 Stand: 31.01.2024.

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

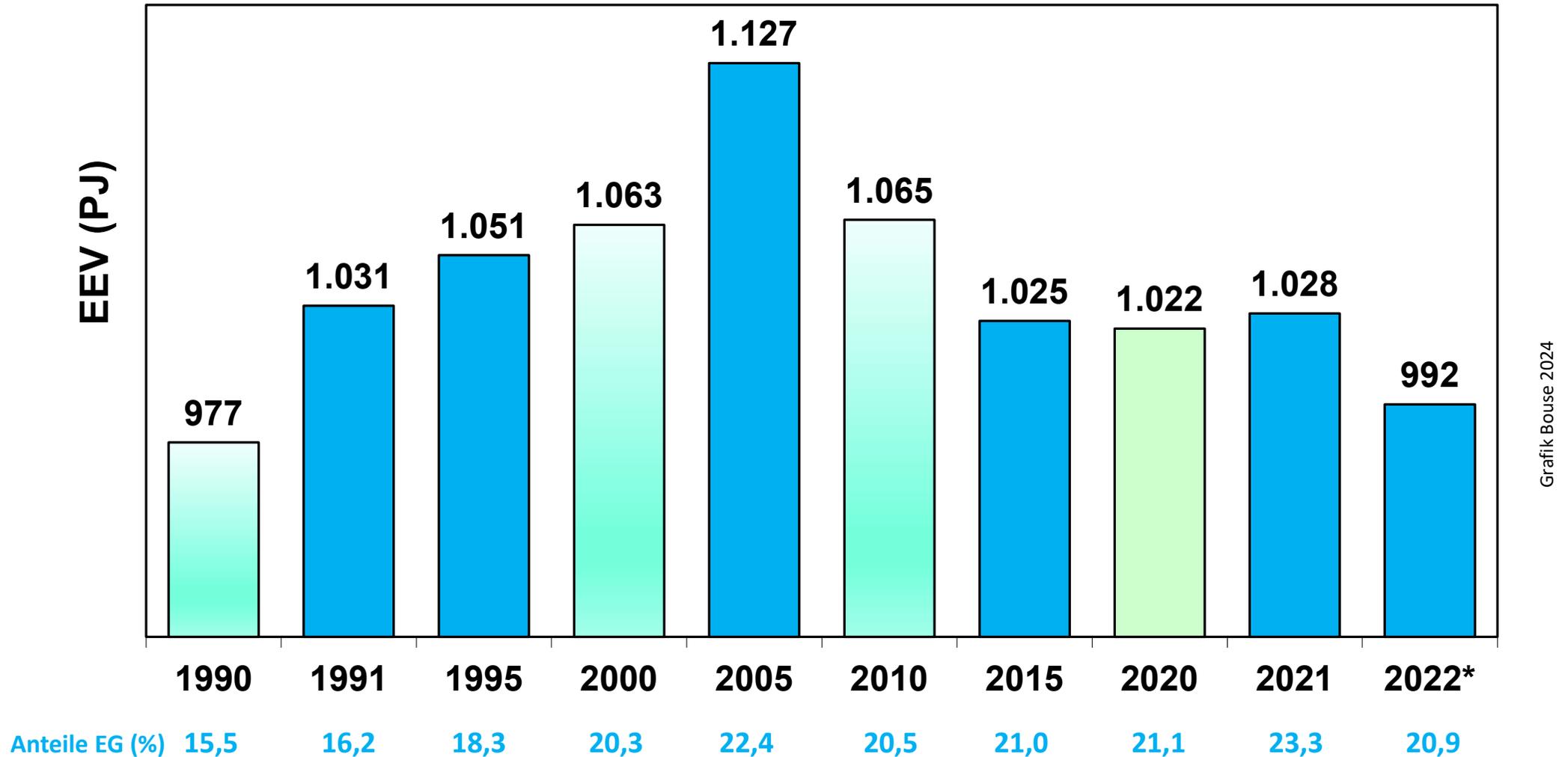
Bevölkerung Jahresdurchschnitt 2022: BW 11,2 Mio.; D 83,8 Mio.

Quelle: UM BW & Stat. LA BW – Energiebericht 2024, 7/2024

Energieversorgung – EEV **mit Beitrag Erdgas**

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) mit Anteile Erdgas (EG) in Baden-Württemberg 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 90/22 + 6,6%
88,6 GJ/Kopf = 24,6 MWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

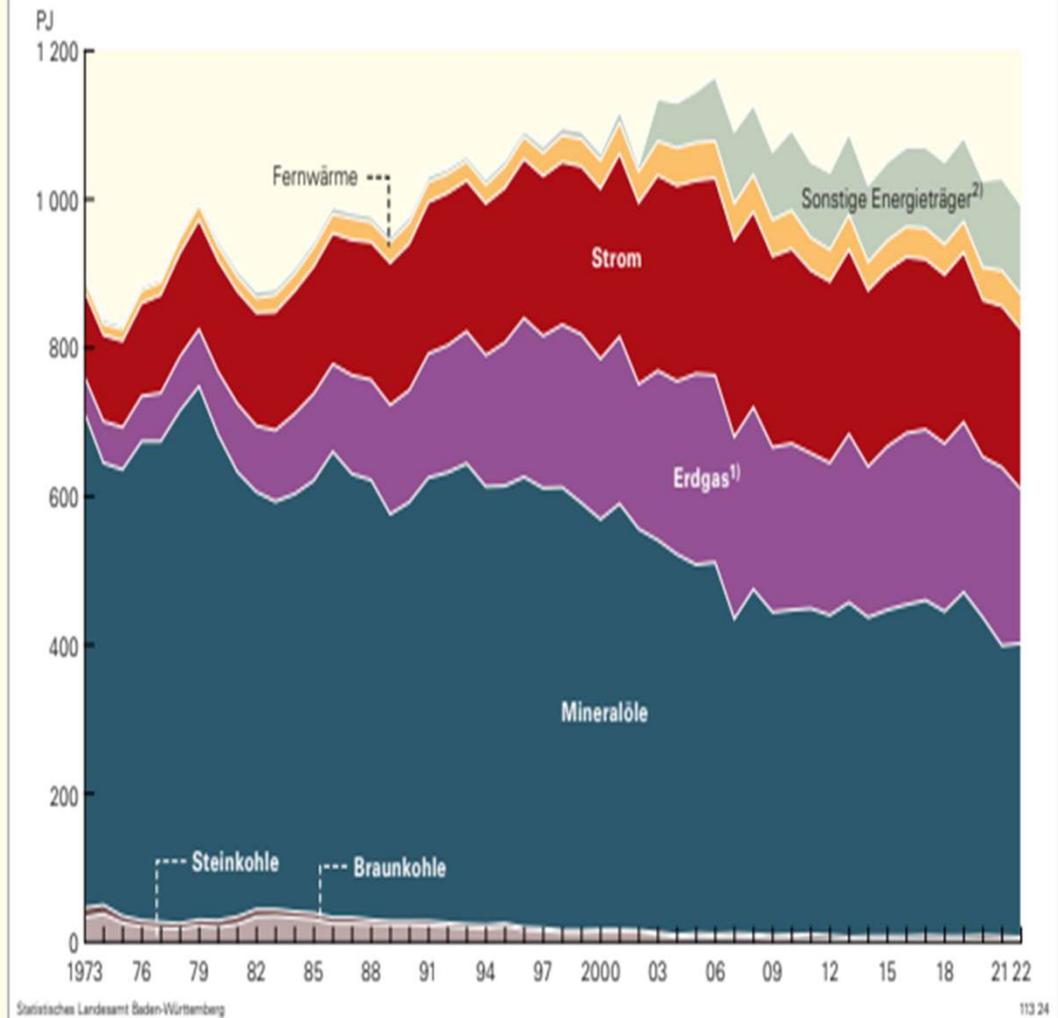
* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024
Energieeinheiten: 1 PJ = 1/3,6 = 0,2778 TWh (Mrd. kWh);

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 1973/1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 90/22 + 6,6%
 88,6 GJ/Kopf = 24,6 MWh/Kopf

14. Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg seit 1973 nach Energieträgern*)											
Energieträger	1973	1980	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022
	TJ										
Steinkohle	32 573	20 179	22 554	22 278	20 820	13 810	8 174	6 209	4 434	2 799	3 118
Braunkohle	12 786	9 475	5 340	5 923	4 027	3 344	3 722	4 198	4 358	5 614	4 082
Mineralöle	667 331	654 270	564 423	597 134	588 506	552 215	495 731	437 325	438 564	427 524	394 905
Erdgas ¹⁾	48 536	85 113	151 126	167 214	192 604	215 867	256 822	223 842	220 483	216 331	207 373
Strom	115 060	149 341	196 866	203 520	208 471	228 962	259 905	261 855	237 206	211 116	214 510
Fernwärme	15 211	19 511	28 311	26 587	28 629	38 360	51 004	51 812	39 828	43 872	47 056
Sonstige Energieträger ²⁾	4 631	8 207	8 294	8 133	7 622	10 398	69 212	107 708	106 154	117 483	121 153
Insgesamt	896 128	946 096	976 914	1 030 789	1 050 679	1 062 956	1 144 569	1 092 947	1 051 027	1 024 740	992 197
	Anteil in %										
Steinkohle	3,6	2,1	2,3	2,2	2,0	1,3	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3
Braunkohle	1,4	1,0	0,5	0,6	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,4
Mineralöle	74,5	69,2	57,8	57,9	56,0	52,0	43,3	40,0	41,7	41,7	39,8
Erdgas ¹⁾	5,4	9,0	15,5	16,2	18,3	20,3	22,4	20,5	21,0	21,1	20,9
Strom	12,8	15,8	20,2	19,7	19,8	21,5	22,7	24,0	22,6	20,6	21,6
Fernwärme	1,7	2,1	2,9	2,6	2,7	3,6	4,5	4,7	3,8	4,3	4,7
Sonstige Energieträger ²⁾	0,5	0,9	0,8	0,8	0,7	1,0	6,0	9,9	10,1	11,5	12,2
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100



* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Energieeinheiten: 1 PJ = 1/3,6 = 0,2778 TWh (Mrd. kWh);

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

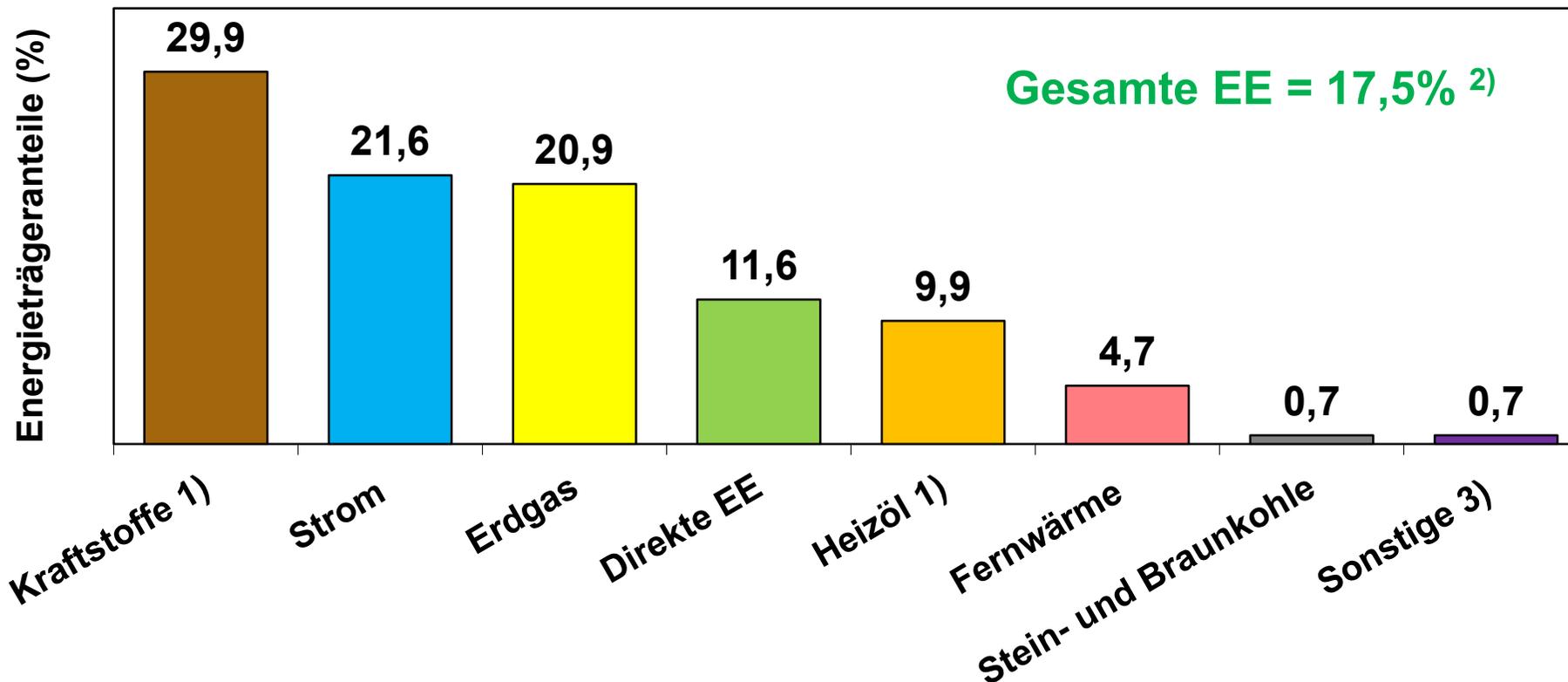
Ab 2011 enthalten die Energieverbrauchswerte teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte.

1) Bis 1986 einschließlich Stadtgas

2) Klärgas, Deponiegas, Solarthermie, Biomasse, Wärmepumpen und Andere, z.B. Müll

Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 2022 (3)

Jahr 2022: Gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 90/22 + 6,6%
88,6 GJ/Kopf = 24,6 MWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

Vorwiegend fossile Energieträgeranteile 61,4%

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

1) Mineralöl 39,8%, davon eigene Schätzung Kraftstoffe 29,9% sowie Heizöl einschließlich Flüssig- und Raffineriegas 9,9%

2) Direkte erneuerbare Energie (EE) 11,6% (Biomasse, Solarwärme, Geothermie/Umweltwärme und indirekte EE-Anteile (5,9%), z.B. Biomasse, Wasser- und Windkraft, Solarstrom sind bei den Energieträgern Strom und Fernwärme mit enthalten! Gesamter EE-Anteil 17,5%

3) Sonstige, z.B. nichtbiogener Abfall (50%)

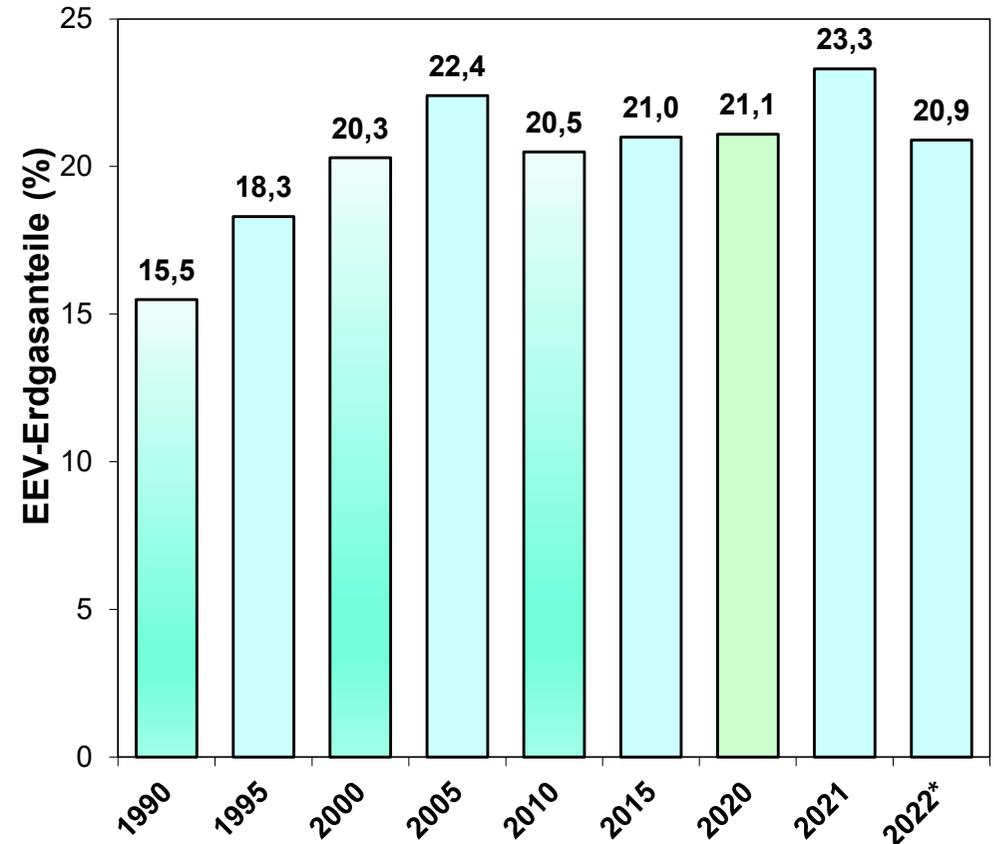
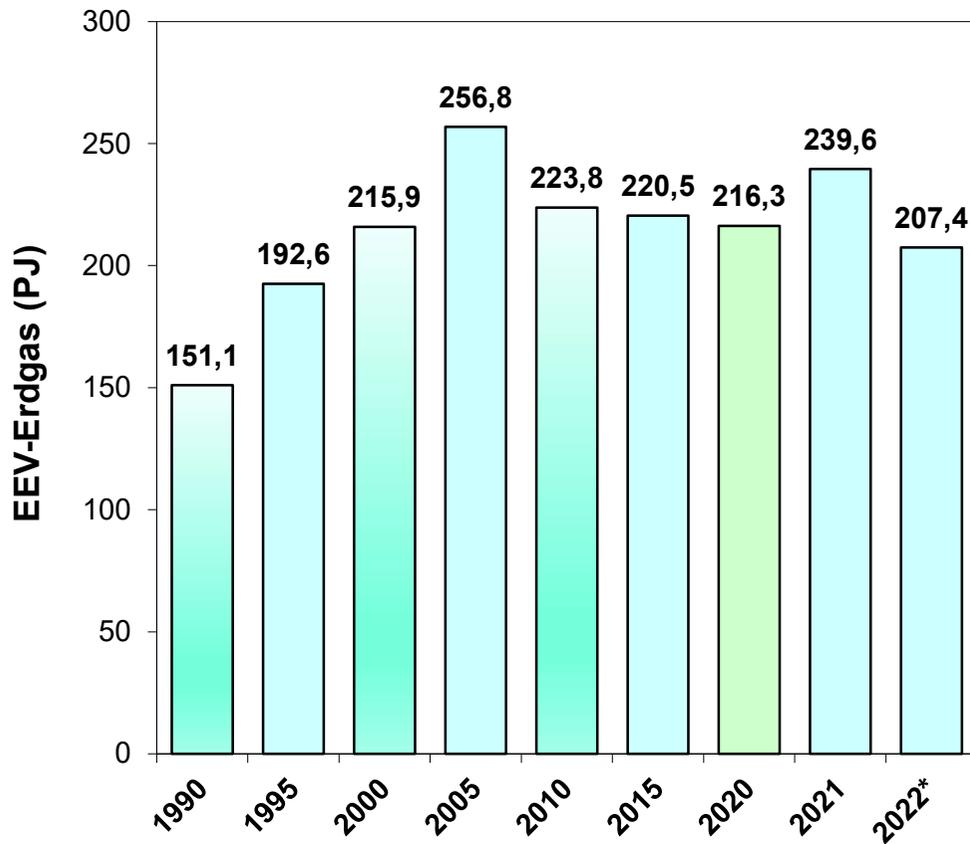
Entwicklung Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) in Baden-Württemberg von 1990-2022 (4)

Jahr 2022:

Gesamt 207,4 PJ = 66,6 TWh (Mrd. kWh), Veränderung
1990/2022 + 57,6%

Jahr 2022:

EEV-Anteil 20,9% von 992,2 PJ
Veränderung 1990/2022 – 34,8%



Grafik Bouse 2024

Beiträge und Anteile Erdgas am Endenergieverbrauch (EEV) sind seit 2010 fast konstant !

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,868 PJ

Quellen: Stat. LA BW 3/2024; Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024;

Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Baden-Württemberg und Deutschland 2021/2022

Baden-Württemberg 2022

Gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh);

88,6 GJ/Kopf = 24,6 MWh/Kopf

D-Anteil 11,6%

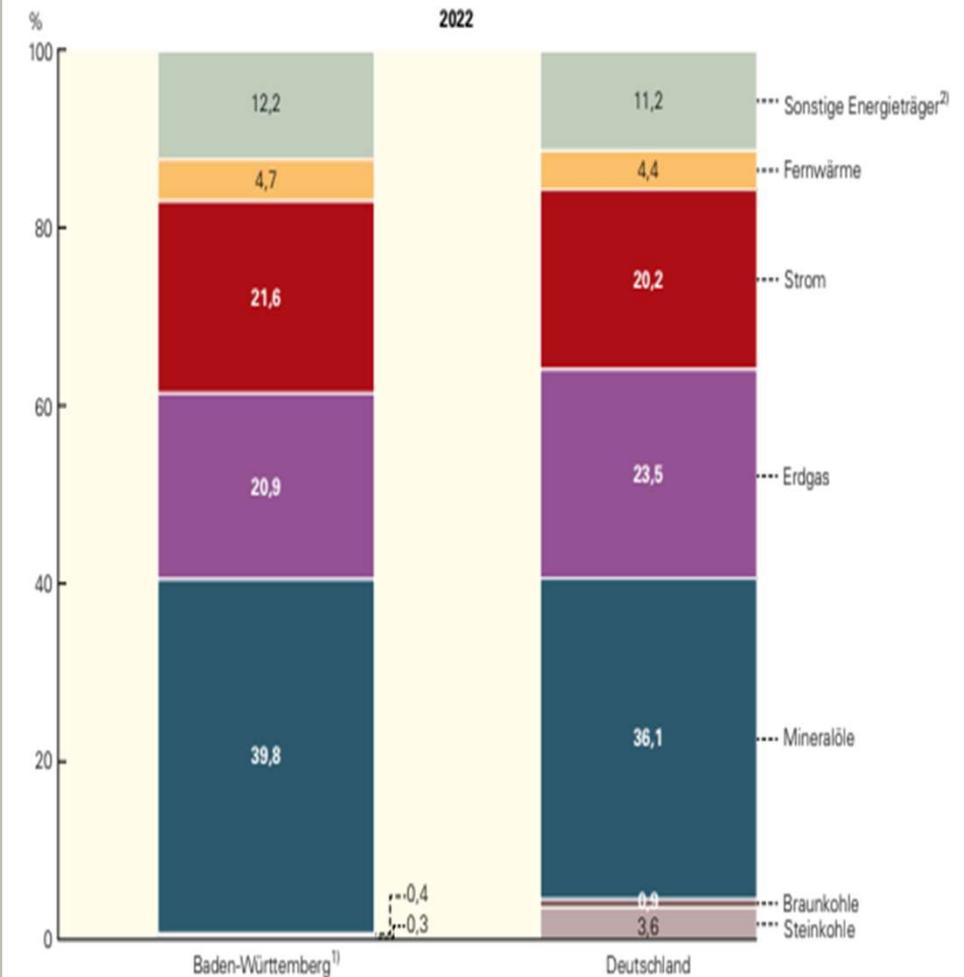
Deutschland 2022

Gesamt 8.517,2 PJ = 2.365,9 TWh (Mrd. kWh)

101,6 GJ/Kopf = 28,2 MWh/Kopf

15. Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022
nach Energieträgern

Energieträger	2021				2022				Veränderung 2022 gegen 2021	
	Baden- Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden- Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden- Württemberg	Deutsch- land
	TJ	%	TJ	%	TJ	%	TJ	%		
Steinkohle	3 132	0,3	374 975	4,3	3 118	0,3	310 737	3,6	-0,5	-17,1
Braunkohle	4 645	0,5	85 590	1,0	4 082	0,4	80 785	0,9	-12,1	-5,6
Mineralöle	390 535	38,0	2 902 534	33,0	394 905	39,8	3 076 226	36,1	+1,1	+6,0
Erdgas	239 627	23,3	2 274 256	25,9	207 373	20,9	2 001 014	23,5	-13,5	-12,0
Strom	217 464	21,2	1 780 382	20,3	214 510	21,6	1 718 872	20,2	-1,4	-3,5
Fernwärme	48 164	4,7	438 021	5,0	47 056	4,7	374 905	4,4	-2,3	-14,4
Sonstige Energieträger ²⁾	124 025	12,1	933 641	10,6	121 153	12,2	954 696	11,2	-2,3	+2,3
Insgesamt	1 027 592	100	8 789 397	100	992 197	100	8 517 234	100	-3,4	-3,1



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

114/24

* 1) Daten 2022 vorläufig; Stand 7/2024

Energieverbrauchswerte enthalten teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte. –

2) Kokereigas, Gichtgas, Grubengas, Klärgas, Deponiegas, Biomasse und Sonstige.

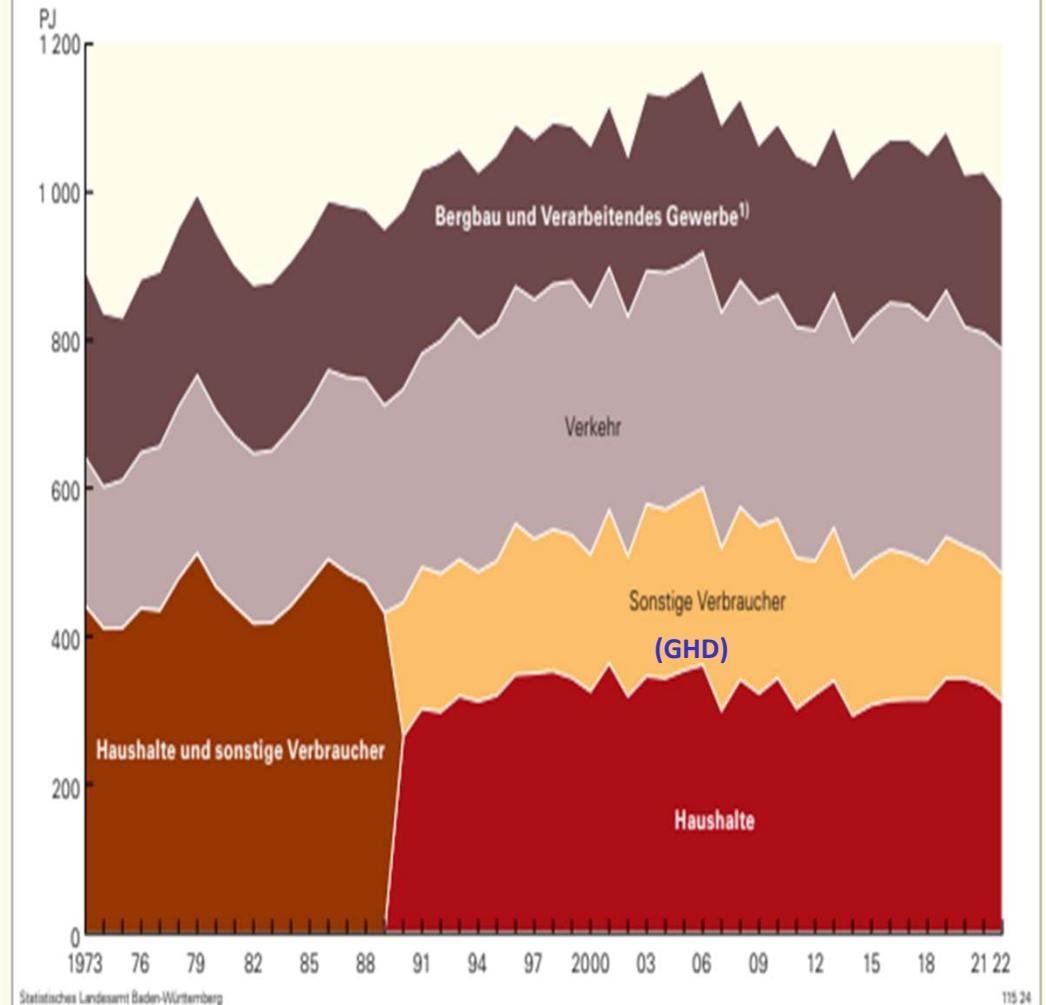
Quellen: Energiebilanzen für Baden-Württemberg. Für Deutschland: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Daten für 2021 Stand: 31.03.2023, Daten für 2022 Stand: 31.01.2024.
aus UM BW & Stat. LA BW – Energiebericht 2024, 7/2024;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt); BW 11,2 Mio. , D 83,8 Mio.

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren in Baden-Württemberg 1973/1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 90/22 + 6,6%
 88,6 GJ/Kopf = 24,6 MWh/Kopf

16. Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg seit 1973 nach Verbrauchssektoren*)											
Verbrauchssektor	1973	1980	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022
	TJ										
Haushalte	442 627	467 218	265 808	303 043	320 991	326 461	354 822	344 492	308 222	344 334	313 286
Sonstige Verbraucher			180 602	191 218	181 381	184 677	231 989	214 714	195 036	178 324	171 510
Verkehr	200 996	237 602	287 823	288 279	319 845	334 419	314 368	302 393	325 906	296 166	303 019
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe ¹⁾	252 505	241 276	242 681	248 249	228 462	217 399	243 390	231 349	221 862	205 916	204 381
Insgesamt	896 128	946 096	976 914	1 030 789	1 050 679	1 062 956	1 144 569	1 092 947	1 051 027	1 024 740	992 197
	Anteil in %										
Haushalte			27,2	29,4	30,6	30,7	31,0	31,5	29,3	33,6	31,6
Sonstige Verbraucher	49,4	49,4	18,5	18,6	17,3	17,4	20,3	19,6	18,6	17,4	17,3
Verkehr	22,4	25,1	29,5	28,0	30,4	31,5	27,5	27,7	31,0	28,9	30,5
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe ¹⁾	28,2	25,5	24,8	24,1	21,7	20,5	21,3	21,2	21,1	20,1	20,6
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100



* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2027

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Ab 2011 enthalten die Energieverbrauchswerte teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte.

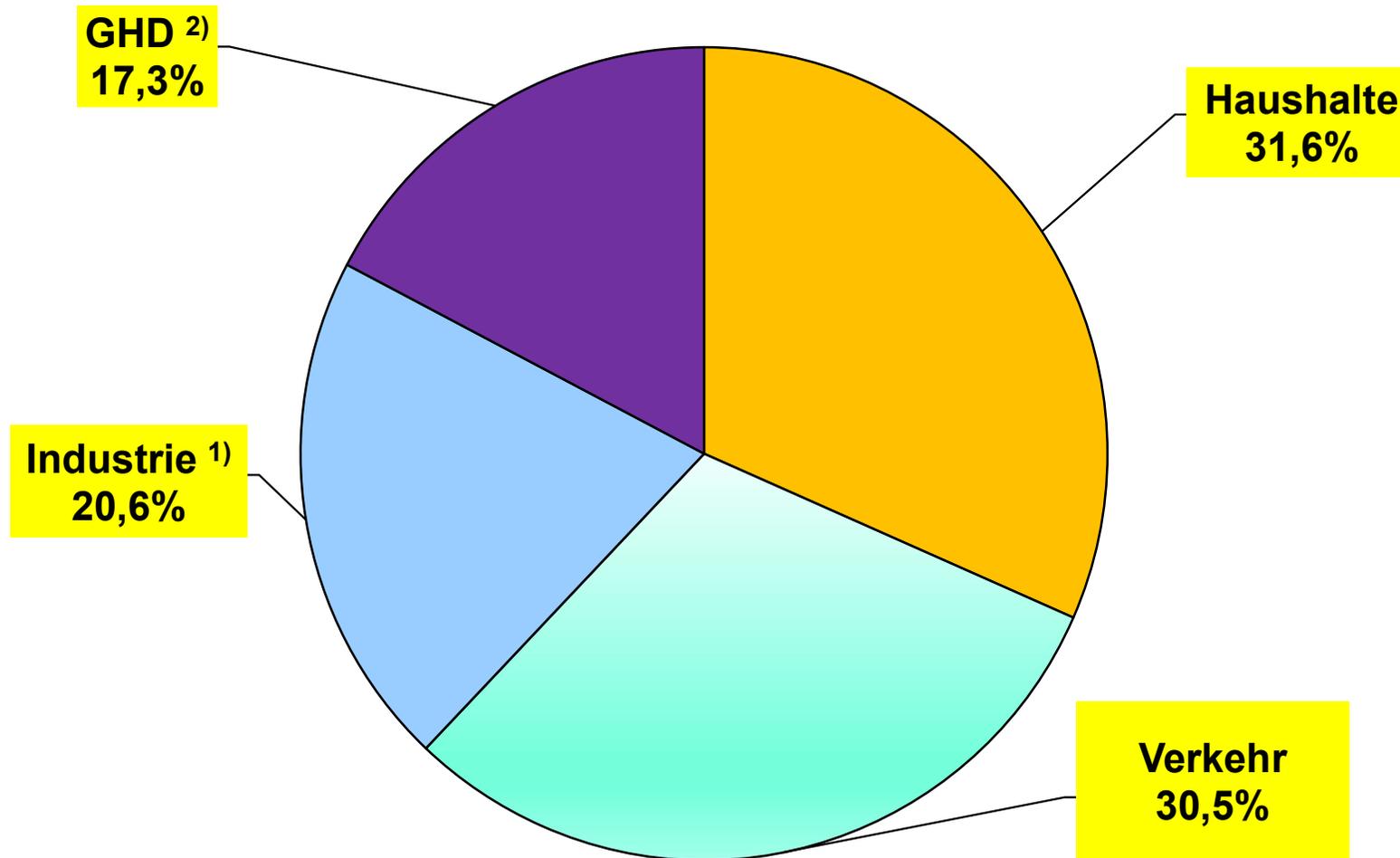
1) Industrie = Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einschl. Gewinnung von Steinen und Erden

2) Haushalte und sonstige Verbraucher (GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher)

Quellen: Energiebilanzen für Baden-Württemberg aus Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024

Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren in Baden-Württemberg 2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 90/22 + 6,6%
88,6 GJ/Kopf = 24,6 MWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Ab 2011 enthalten die Energieverbrauchswerte teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte

1) Industrie = Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einschl. Gewinnung von Steinen und Erden

2) GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher, z.B. Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, öffentliche Einrichtungen

Quellen: Stat. LA BW – Energiebilanzen für Baden-Württemberg aus Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024; Stat. LA BW 7/2024

Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022 (3)

Baden-Württemberg 2022

Gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh);

88,6 GJ/Kopf = 24,6 MWh/Kopf

D-Anteil 11,6%

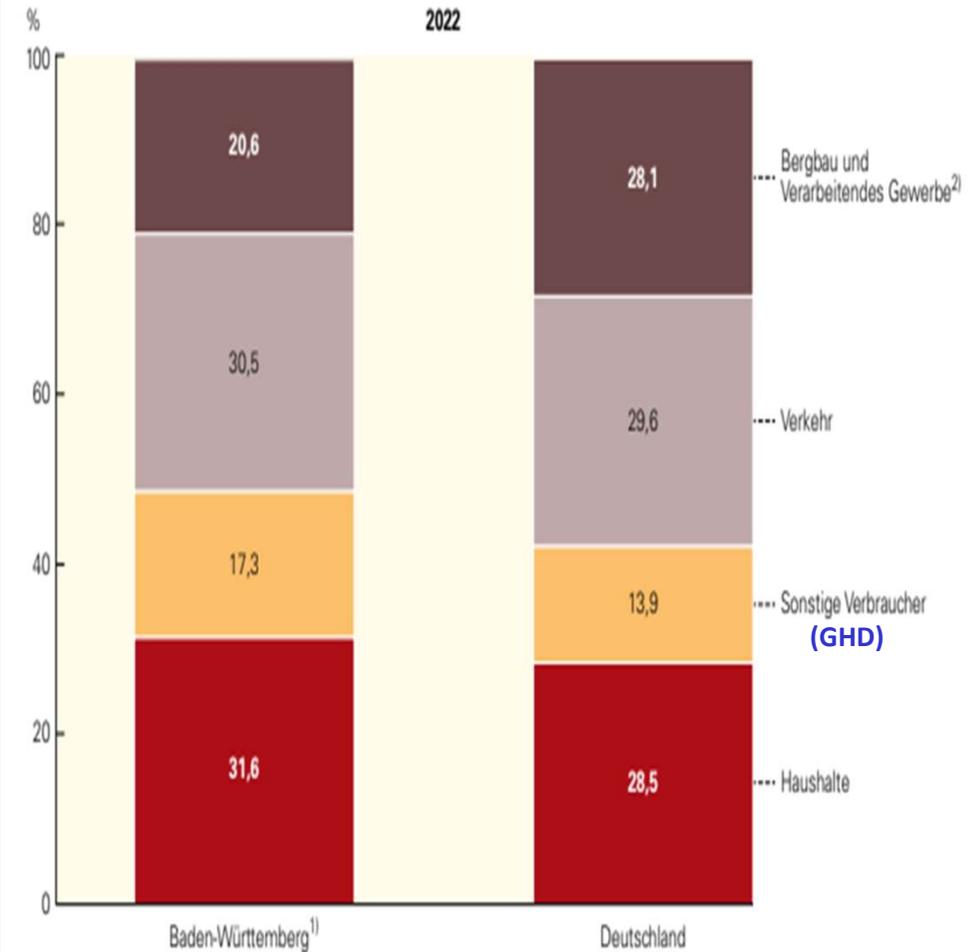
Deutschland 2022

Gesamt 8.517,2 PJ = 2.365,9 TWh (Mrd. kWh)

101,6 GJ/Kopf = 28,2 MWh/Kopf

17. Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022
nach Verbrauchssektoren

Verbrauchssektor	2021				2022				Veränderung 2022 gegen 2021	
	Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg	Deutschland
	TJ	%	TJ	%	TJ	%	TJ	%		
Haushalte	335 082	32,6	2 583 795	29,4	313 286	31,6	2 424 121	28,5	-6,5	-6,2
Sonstige Verbraucher	175 956	17,1	1 251 267	14,2	171 510	17,3	1 181 875	13,9	-2,5	-5,5
Verkehr	298 745	29,1	2 347 775	26,7	303 019	30,5	2 518 810	29,6	+1,4	+7,3
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe ²⁾	217 809	21,2	2 606 560	29,7	204 381	20,6	2 392 428	28,1	-6,2	-8,2
Insgesamt	1 027 592	100	8 789 397	100	992 197	100	8 517 234	100	-3,4	-3,1



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

116/24

* Daten 2022 vorläufig; Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt); BW 11,2 Mio. , D 83,8 Mio.

1) Energieverbrauchswerte enthalten teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte.

2) Industrie = Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einschl. Gewinnung von Steinen und Erden

3) Sonstige Verbraucher = GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher, z.B. Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, öffentliche Einrichtungen

Quelle: Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024;

Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren in Baden-Württemberg 2011-2021 (4)

Gesamt: 1.027,6 PJ = 2.854,5 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2021 + 4,6%
 Ø 92,6 GJ/Kopf = 25,7 MWh/Kopf

Endenergieverbrauch

29% der Endenergie wurden 2021 im Verkehrssektor verbraucht.

	Einheit	2011	2016	2021 ¹⁾
Endenergieverbrauch	TJ	1 050 021	1 071 487	1 027 631
Industrie ²⁾	%	22,1	20,6	21,2
Verkehr	%	29,7	31,1	29,0
Haushalte	%	28,9	29,3	32,7
Sonstige Verbraucher	%	19,4	19,0	17,1
Endenergieverbrauch im Straßenverkehr	TJ	295 368	315 225	286 223
Ottokraftstoff	%	37,5	32,7	32,1
Dieselmotorkraftstoff	%	56,4	62,0	61,3
Flüssiggas (Autogas)	%	0,5	0,5	0,3
Erdgas	%	0,1	0,1	0,3
Biomasse (Biotreibstoffe)	%	5,4	4,6	5,7
Strom	%	0,0	0,0	0,3

1) Vorläufige Ergebnisse. – 2) Verarbeitendes Gewerbe sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden. Abweichungen in den Summen durch Rundungen.

Die zehn Industriebranchen mit dem höchsten Energieverbrauch 2021*)



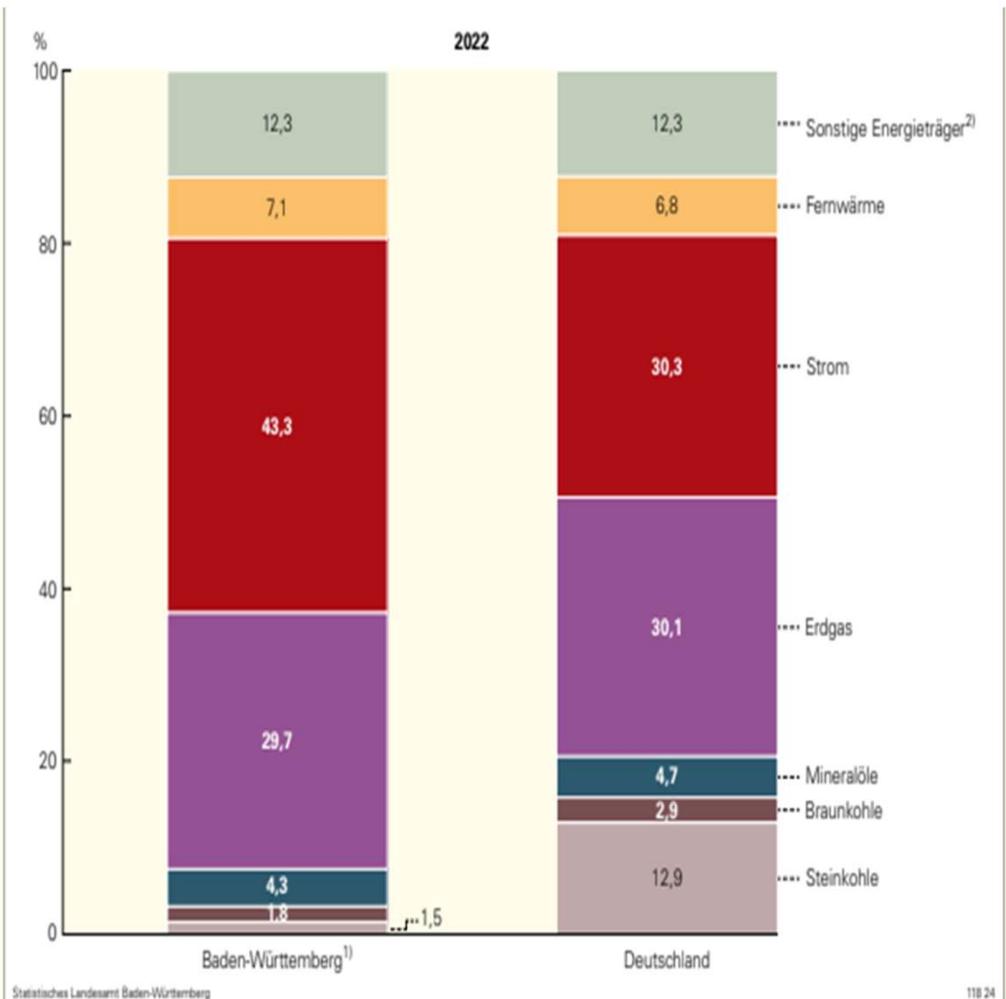
*) Vorläufige Ergebnisse. – 1) Gemessen am Gesamtenergieverbrauch der Industrie.
 Datenquelle: Energiebilanz für Baden-Württemberg, Stand: 27. März 2023.

Entwicklung Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Industrie in Baden-Württemberg und Deutschland 2021/22 (3)

Jahr 2022 BW: 204,4 PJ = 56,8 TWh
Anteil 20,6% von gesamt 992 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh)
D-Anteil 8,5%

Jahr 2022 D: 2.392,4 PJ = 664,6 TWh
Anteil 28,1% von gesamt 8.517,2 TWh (Mrd. kWh)

19. Endenergieverbrauch im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe*) in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022 nach Energieträgern										
Energieträger	2021				2022				Veränderung 2022 gegen 2021	
	Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg	Deutschland
	TJ	%	TJ	%	TJ	%	TJ	%		
Steinkohle	3 132	1,4	372 819	14,3	3 118	1,5	308 726	12,9	-0,5	-17,2
Braunkohle	3 924	1,8	73 129	2,8	3 698	1,8	70 293	2,9	-5,8	-3,9
Mineralöle	9 223	4,2	96 603	3,7	8 777	4,3	111 535	4,7	-4,8	+15,5
Erdgas	69 703	32,0	830 491	31,9	60 626	29,7	719 798	30,1	-13,0	-13,3
Strom	90 321	41,5	771 744	29,6	88 504	43,3	724 905	30,3	-2,0	-6,1
Fernwärme	14 947	6,9	173 171	6,6	14 433	7,1	162 358	6,8	-3,4	-6,2
Sonstige Energieträger ²⁾	26 559	12,2	288 603	11,1	25 226	12,3	294 813	12,3	-5,0	+2,2
Insgesamt	217 809	100	2 606 560	100	204 381	100	2 392 428	100	-6,2	-8,2



* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: BW 11,2 Mio.; D 83,8 Mio.

Industrie = Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einschl. Gewinnung von Steinen und Erden

1) Energieverbrauchswerte enthalten teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte.

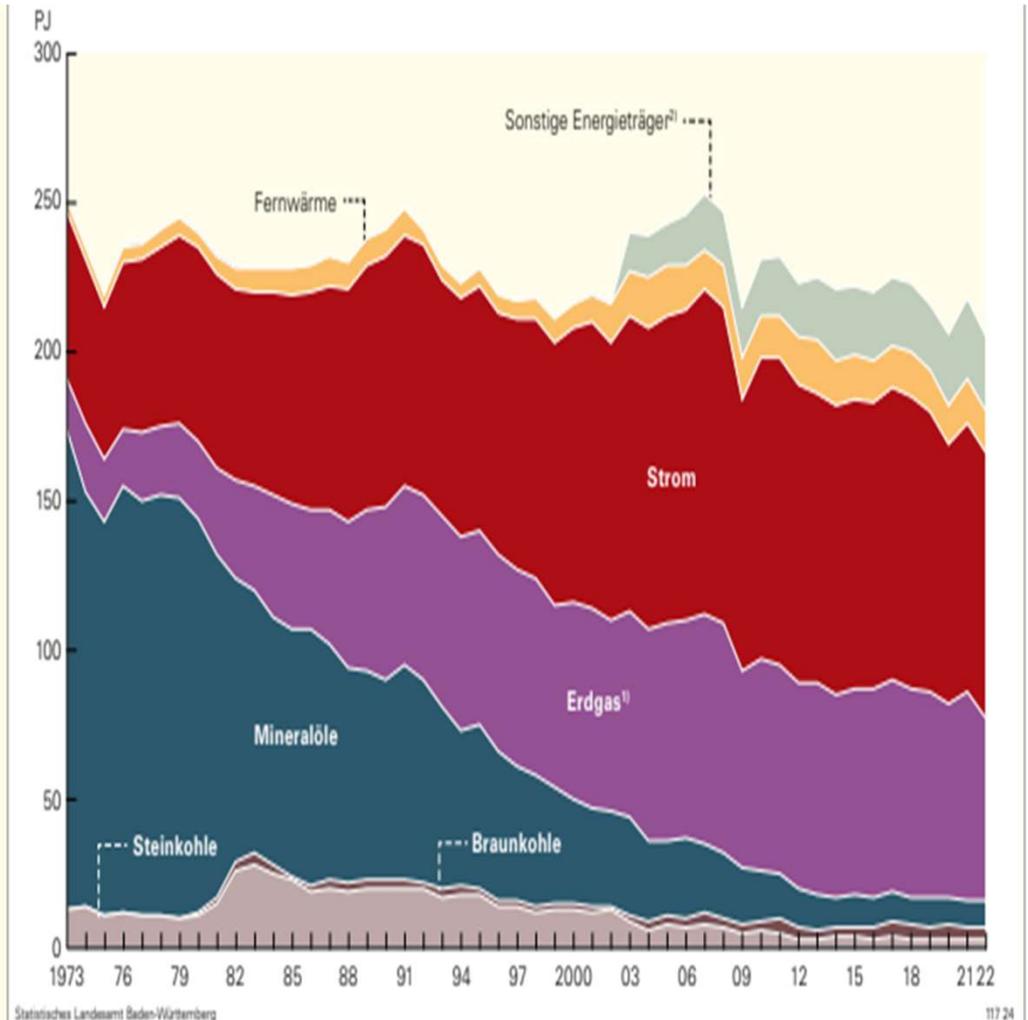
2) Sonstige Energieträger: Kokerei- und Stadtgas, Gichtgas und Konvertergas, Grubengas, Klärgas, Deponiegas, Solarthermie, Biomasse, Wärmepumpen und Andere.

Entwicklung Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Industrie in Baden-Württemberg 1973/1990-2022 (5)

Jahr 2022: 204,4 PJ = 56,8 TWh, Veränderung 90/22 – 15,8%
Anteil 20,6% von gesamt 992 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh)

18. Endenergieverbrauch im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg seit 1973 nach Energieträgern*)

Energieträger	1973	1980	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022
	TJ										
Steinkohle	13 402	11 242	20 289	20 329	18 328	12 970	8 009	6 032	4 290	2 799	3 118
Braunkohle	261	954	2 836	2 687	2 411	2 462	2 857	2 846	3 468	4 872	3 698
Mineralöle	161 408	132 433	67 133	71 829	55 125	35 490	25 137	17 067	10 585	8 799	8 777
Erdgas ¹⁾	17 397	25 915	58 362	60 168	64 708	65 661	72 882	70 513	69 007	65 448	60 626
Strom	55 613	64 799	84 225	84 057	81 664	92 468	103 158	101 149	96 686	87 061	88 504
Fernwärme	3 955	5 405	9 484	8 827	5 898	7 902	17 097	14 268	14 646	13 316	14 433
Sonstige Energieträger ²⁾	469	528	352	352	328	446	14 250	19 474	23 179	23 622	25 226
Insgesamt	252 505	241 276	242 681	248 249	228 462	217 399	243 390	231 349	221 862	205 916	204 381
	Anteil in %										
Steinkohle	5,3	4,7	8,4	8,2	8,0	6,0	3,3	2,6	1,9	1,4	1,5
Braunkohle	0,1	0,4	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,6	2,4	1,8
Mineralöle	63,9	54,9	27,7	28,9	24,1	16,3	10,3	7,4	4,8	4,3	4,3
Erdgas ¹⁾	6,9	10,7	24,0	24,2	28,3	30,2	29,9	30,5	31,1	31,8	29,7
Strom	22,0	26,9	34,7	33,9	35,7	42,5	42,4	43,7	43,6	42,3	43,3
Fernwärme	1,6	2,2	3,9	3,6	2,6	3,6	7,0	6,2	6,6	6,5	7,1
Sonstige Energieträger ²⁾	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	5,9	8,4	10,4	11,5	12,3
Insgesamt	100										



* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Ab 2011 enthalten die Energieverbrauchswerte teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte

1) Erdgas: Bis 1986 einschließlich Stadtgas. – 2) Sonstige Energieträger: Klärgas, Deponiegas, Solarthermie, Biomasse, Wärmepumpen und Andere.

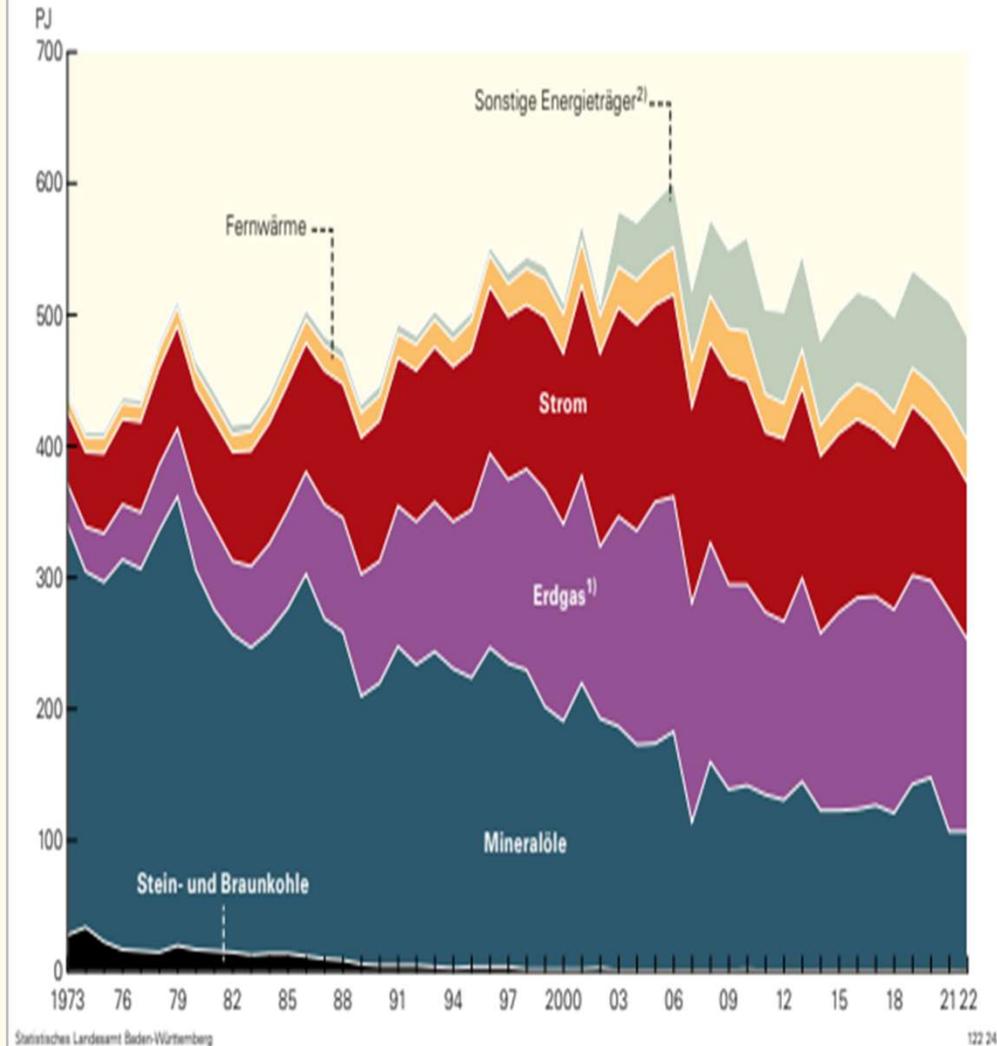
3) Industrie = Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einschl. Gewinnung von Steinen und Erden

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) im Sektor Haushalte & GHD nach Energieträgern in Baden-Württemberg 1973/1990-2022 (6)

Jahr 2022: Gesamt 484,8 PJ = 134,7 TWh, Veränderung + 8,6%
 EEV-Anteil 48,9% von Gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh);

23. Endenergieverbrauch der Haushalte und sonstigen Verbraucher in Baden-Württemberg seit 1973 nach Energieträgern*)

Energieträger	1973	1980	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022
	TJ										
Stein- und Braunkohle	28 472	17 458	4 789	5 185	4 108	1 722	1 030	1 528	1 034	743	384
Mineralöle	312 637	289 444	215 357	243 330	219 793	188 877	172 975	140 425	122 068	146 898	106 780
darunter Heizöl	299 536	270 483	199 415	226 884	203 745	173 065	158 069	125 739	100 953	123 470	84 880
Erdgas ¹⁾	31 139	59 198	92 764	107 046	127 896	150 206	183 839	152 888	150 955	150 283	146 133
Strom	54 961	79 333	106 751	113 159	120 550	130 489	150 382	154 957	135 658	118 754	119 424
Fernwärme	11 256	14 106	18 827	17 760	22 731	30 458	33 907	37 544	25 182	30 557	32 623
Sonstige Energieträger ²⁾	4 162	7 679	7 942	7 781	7 294	9 386	44 678	71 865	68 362	75 424	79 452
Insgesamt	442 627	467 218	446 410	494 261	502 372	511 138	586 811	559 206	503 259	522 658	484 797
Anteil in %											
Stein- und Braunkohle	6,4	3,7	1,1	1,0	0,8	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1
Mineralöle	70,6	62,0	48,2	49,2	43,8	37,0	29,5	25,1	24,3	28,1	22,0
darunter Heizöl	67,7	57,9	44,7	45,9	40,6	33,9	26,9	22,5	20,1	23,6	17,5
Erdgas ¹⁾	7,0	12,7	20,8	21,7	25,5	29,4	31,3	27,3	30,0	28,8	30,1
Strom	12,4	17,0	23,9	22,9	24,0	25,5	25,6	27,7	27,0	22,7	24,6
Fernwärme	2,5	3,0	4,2	3,6	4,5	6,0	5,8	6,7	5,0	5,8	6,7
Sonstige Energieträger ²⁾	0,9	1,6	1,8	1,6	1,5	1,8	7,6	12,9	13,6	14,4	16,4
Insgesamt	100										



* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Ab 2011 enthalten die Energieverbrauchswerte teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte.

1) Erdgas bis 1986 einschließlich Stadtgas;

2) Sonstige Energieträger: Klärgas, Deponiegas, Solarthermie, Biomasse, Wärmepumpen und Andere.

3) Haushalte und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher)

Endenergieverbrauch (EEV) im Sektor Haushalte & GHD in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022 (7)

Jahr 2022 BW: 484,8 PJ = 134,7TWh

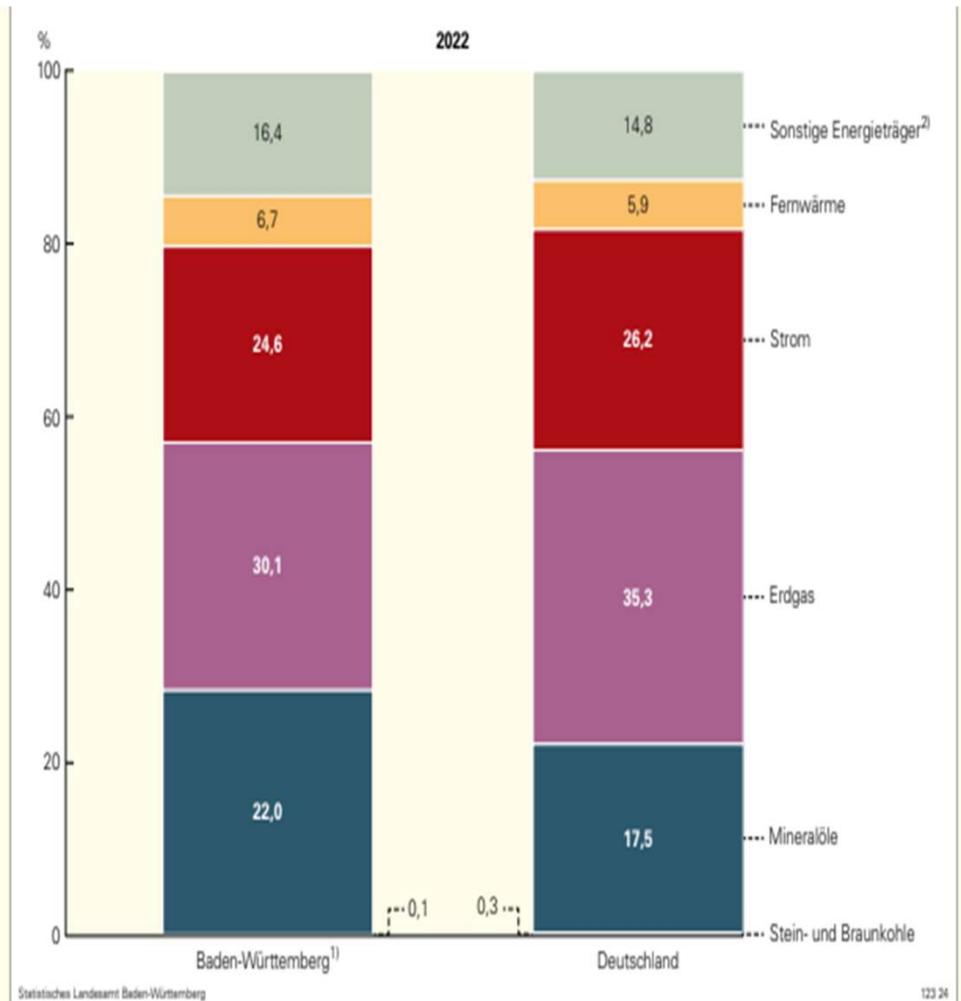
Anteil 48,9% von gesamt 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh)

D-Anteil 13,4%

Jahr 2022 D: 3.606,0 PJ = 1001,7 TWh

Anteil 42,4% von gesamt 8.517,2 PJ = 2.365,9 TWh (Mrd. kWh)

24. Endenergieverbrauch der Haushalte und sonstigen Verbraucher in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022 nach Energieträgern										
Energieträger	2021				2022				Veränderung 2022 gegen 2021	
	Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg	Deutschland
	TJ	%	TJ	%	TJ	%	TJ	%		
Stein- und Braunkohle	721	0,1	14 616	0,4	384	0,1	12 503	0,3	-46,7	-14,5
Mineralöle	105 645	20,7	635 717	16,6	106 780	22,0	629 329	17,5	+1,1	-1,0
darunter Heizöl	83 016	16,2	448 287	11,7	84 880	17,5	457 938	12,7	+2,2	+2,2
Erdgas	169 156	33,1	1 436 621	37,5	146 133	30,1	1 273 467	35,3	-13,6	-11,4
Strom	121 276	23,7	962 313	25,1	119 424	24,6	943 245	26,2	-1,5	-2,0
Fernwärme	33 217	6,5	264 849	6,9	32 623	6,7	212 547	5,9	-1,8	-19,7
Sonstige Energieträger ²⁾	81 023	15,9	520 946	13,6	79 452	16,4	534 906	14,8	-1,9	+2,7
Insgesamt	511 038	100	3 835 062	100	484 797	100	3 605 996	100	-5,1	-8,0



* 1) Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2020: BW 11,2 Mio.; D 83,8 Mio.

Energieverbrauchswerte enthalten teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte.

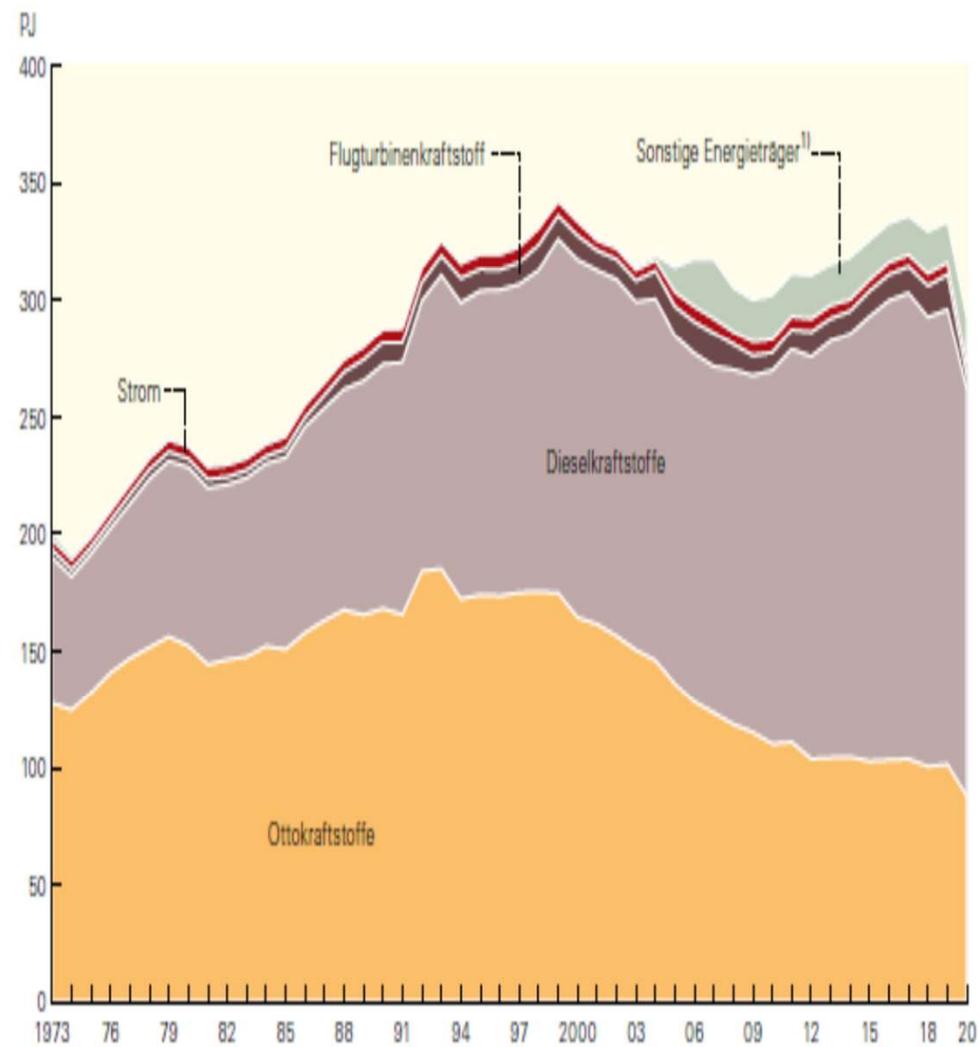
2) Klärgas, Deponiegas, Solarthermie, Biomasse, Wärmepumpen und Andere.

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) im Sektor Verkehr in Baden-Württemberg 1973/1990-2022 (8)

Jahr 2022: 303,0 PJ = 84,2 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 90/22 + 5,3%
 EEV-Anteil 27,0% von 992,2 PJ = 275,6 TWh (Mrd. kWh)

21. Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg seit 1973 nach Energieträgern*)

Energieträger	1973	1980	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022
		TJ									
Ottokraftstoffe	127 564	152 270	168 206	165 682	174 085	164 419	136 013	110 105	102 641	91 159	94 679
Diesekraftstoffe	62 303	76 270	104 329	107 745	130 255	153 066	148 954	159 791	190 600	175 437	176 032
Flugturbinenkraftstoff	3 373	3 715	9 352	8 456	9 202	10 363	12 513	7 704	10 938	4 259	7 754
Strom	4 486	5 209	5 890	6 304	6 257	6 005	6 365	5 749	4 861	5 302	6 583
Sonstige Energieträger ¹⁾	3 270	138	46	92	46	566	10 523	19 044	16 866	20 009	17 972
Insgesamt	200 996	237 602	287 823	288 279	319 845	334 419	314 368	302 393	325 906	296 166	303 019
	Anteil in %										
Ottokraftstoffe	63,5	64,1	58,4	57,5	54,4	49,2	43,3	36,4	31,5	30,8	31,2
Diesekraftstoffe	31,0	32,1	36,2	37,4	40,7	45,8	47,4	52,8	58,5	59,2	58,1
Flugturbinenkraftstoff	1,7	1,6	3,2	2,9	2,9	3,1	4,0	2,5	3,4	1,4	2,6
Strom	2,2	2,2	2,0	2,2	2,0	1,8	2,0	1,9	1,5	1,8	2,2
Sonstige Energieträger ¹⁾	1,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	3,3	6,3	5,2	6,8	5,9
Insgesamt	100										



* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Ab 2011 enthalten die Energieverbrauchswerte teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte

1) Steinkohlen, Braunkohlen, Heizöl leicht und schwer, andere Mineralölprodukte, Flüssiggas, Erdgas und Biotreibstoffe

Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern im Sektor Verkehr in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022 (9)

Baden-Württemberg 2022

Gesamt 303,0 PJ = 84,2 TWh (Mrd. kWh);

27,1 GJ/Kopf = 7,5 MWh/Kopf

D-Anteil 12,0%

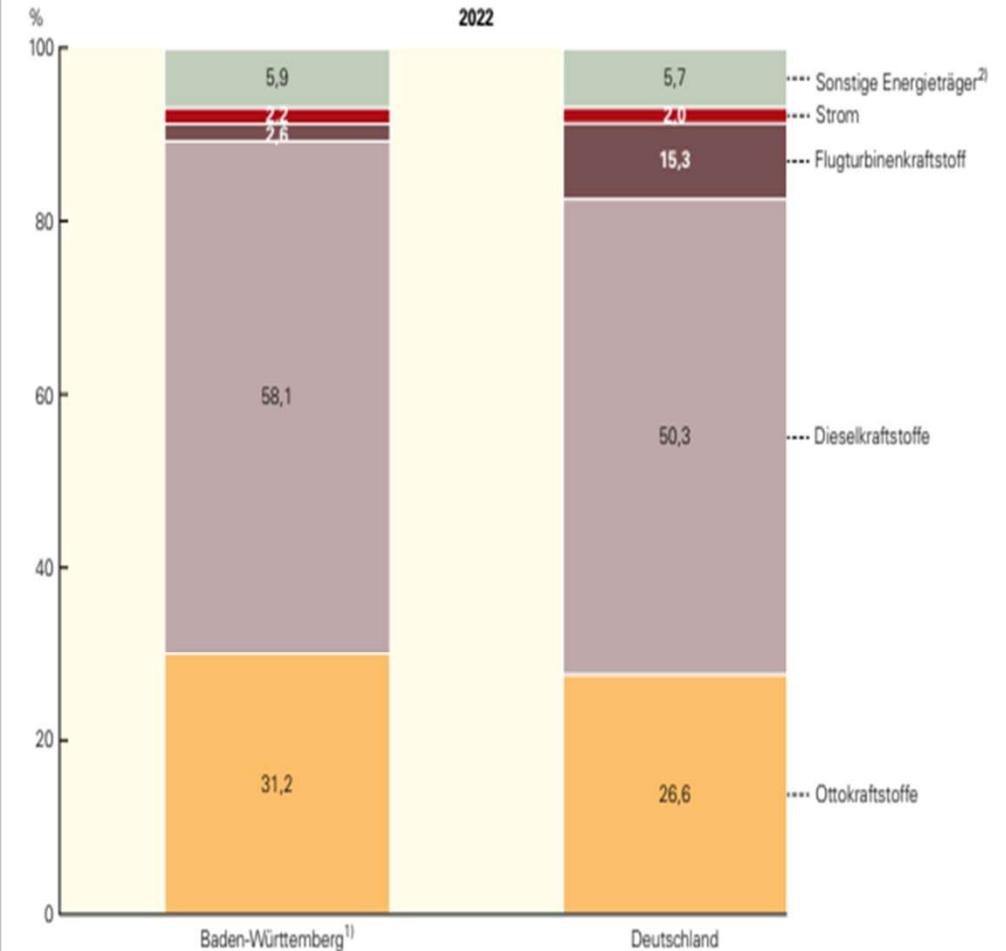
Deutschland 2022

Gesamt 2.518,8 PJ = 699,7 TWh (Mrd. kWh)

30,1 GJ/Kopf = 8,3 MWh/Kopf

22. Endenergieverbrauch des Verkehrs in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022 nach Energieträgern

Energieträger	2021				2022				Veränderung 2022 gegen 2021	
	Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg ¹⁾		Deutschland		Baden-Württemberg	Deutschland
	TJ	%	TJ	%	TJ	%	TJ	%		
Ottokraftstoffe	91 996	30,8	638 200	27,2	94 679	31,2	670 697	26,6	+2,9	+5,1
Dieselmotorkraftstoffe	177 754	59,5	1 264 348	53,9	176 032	58,1	1 267 921	50,3	-1,0	+0,3
Flugturbinenkraftstoff	4 926	1,6	257 520	11,0	7 754	2,6	384 975	15,3	+57,4	+49,5
Strom	5 868	2,0	46 325	2,0	6 583	2,2	50 722	2,0	+12,2	+9,5
Sonstige Energieträger ²⁾	18 201	6,1	141 382	6,0	17 972	5,9	144 495	5,7	-1,3	+2,2
Insgesamt	298 745	100	2 347 775	100	303 019	100	2 518 810	100	+1,4	+7,3



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

121 24

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: BW 11,2 Mio.; D 83,8 Mio.

1) Energieverbrauchswerte enthalten teilweise Schätzungen, insbesondere bei den Energieträgern Mineralöle und Mineralölprodukte.

2) Heizöl leicht, Flüssiggas, Erdgas und Biotreibstoffe.

Stromversorgung
Einleitung und Ausgangslage, Strombilanz
mit Beitrag Erdgas

Einleitung und Ausgangslage

Stromerzeugung in Baden-Württemberg 2022

Stromerzeugung in Baden-Württemberg 2022 um 7 % gestiegen

Mehr Strom aus Steinkohle, Photovoltaik und Windkraft - Rückgänge bei Erdgas und Wasserkraft

Im Jahr 2022 wurden nach vorläufigen Berechnungen des Statistischen Landesamtes 53 904 Millionen Kilowattstunden (Mill. kWh) Strom erzeugt. Dies bedeutet ein Plus von knapp 7 % gegenüber dem Vorjahr. Der Strommix im Südwesten wurde 2022 vor allem durch die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs in der Ukraine und die dadurch drohende Energiekrise sowie die milden Witterungsverhältnisse beeinflusst.

Die Stromerzeugung in den baden-württembergischen Steinkohlekraftwerken stieg 2022 das zweite Jahr in Folge an, nachdem diese bereits 2021 kräftig zugelegt hat (+69 %). Während der Anstieg 2021 auf die gestiegenen Erdgaspreise, die vergleichsweise kühlere Witterung sowie die zugenommene Stromnachfrage aufgrund der einsetzenden wirtschaftlichen Erholung nach der Corona-Pandemie zurückzuführen war, wurde er 2022 vor allem durch die zunächst verringerten und seit September 2022 ganz eingestellten Gasimporte aus Russland beeinflusst. Um die weggefallenen Gasimporte auszugleichen, wurde im Südwesten mehr Steinkohle zur Stromerzeugung eingesetzt. Im Jahr 2022 wurden insgesamt 17 238 Mill. kWh Strom aus Steinkohle erzeugt. Das waren 16 % mehr als im Vorjahr. Der Steinkohleanteil an der Bruttostromerzeugung erhöhte sich damit auf 32 %. Aus Kernenergie wurden 11 142 Mill. kWh Strom erzeugt und damit etwa so viel wie 2021 (-0,1 %). Damit trug die Kernenergie 2022 rund 21 % zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg bei. Der Einsatz von Erdgas ging dagegen insbesondere durch die stark gestiegenen Erdgaspreise sowie die Substitution durch Steinkohle zurück. Im Jahr 2022 wurden mit 3 942 Mill. kWh rund 9 % weniger Strom aus Erdgas erzeugt als noch im Vorjahr. Der Erdgasanteil verringerte sich damit auf gut 7 %. Aus sonstigen Energieträgern¹ wurden knapp 6 % des Stroms gewonnen.

Die **erneuerbaren Energieträger** lieferten mit 18 547 Mill. kWh knapp 3 % mehr Strom als noch 2021. Seit 2020 stehen die erneuerbaren Energieträger an erster Position im baden-württembergischen Strommix. Im Jahr 2022 lag ihr Anteil bei 34 %. Wichtigster erneuerbarer Energieträger im Südwesten blieb auch 2022 Photovoltaik. Neben einer hohen Sonneneinstrahlung sorgte auch der erneute Zubau neuer Anlagen für ein deutliches Plus von 14 %. Die Stromerzeugung in den Photovoltaikanlagen stieg auf 6 553 Mill. kWh und erreichte einen Anteil von 12 % an der gesamten Bruttostromerzeugung des Landes. Gegenüber dem Vorjahr relativ konstant blieb 2022 die Stromerzeugung aus Biomasse (4 930 Mill. kWh). Ihr Anteil an der Stromerzeugung lag bei 9 %. Bei der Stromerzeugung in den Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken des Landes führte das trockene Jahr 2022 zu einem spürbaren Rückgang (-15 %). Die regenerative Wasserkraft trug im Jahr 2022 rund 7 % zur Bruttostromerzeugung bei. Der Beitrag der Windkraft ist dagegen infolge der gegenüber 2021 besseren Windverhältnisse deutlich gestiegen (+13 %). Insgesamt kamen 3 021 Mill kWh bzw. knapp 6 % des in Baden-Württemberg erzeugten Stroms aus Windkraft.

Daten 2022 vorläufig, Stand 12/2023

¹Pumpspeicherwasserkraftwerke ohne natürlichen Zufluss, Abfall nicht biogen, Heizöl, Flüssiggas, Raffineriegas, Dieselmotortreibstoff, Petrolkoks, Braunkohlen und Sonstige.

Quelle: Stat. LA BW – PM vom 22.12.2023

Daten auf einen Blick zur Energie- und Stromversorgung in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2022

Daten auf einen Blick



Zwischen 2011 und 2021 ist der durchschnittliche temperaturbereinigte Primärenergieverbrauch je Einwohnerin und Einwohner um 18 % auf 117 Gigajoule gesunken.



Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg ist von 12 % im Jahr 2011 auf 17 % im Jahr 2021 gestiegen.



Rund ein Drittel der Endenergie in Baden-Württemberg wurde im Jahr 2021 von den Haushalten verbraucht (33 % bzw. 336 Petajoule). Gegenüber 2011 hat sich deren Endenergieverbrauch um 11 % erhöht.



Im Jahr 2021 betrug der Endenergieverbrauch im Straßenverkehr 286 Petajoule. Davon entfielen 61 % auf Dieselkraftstoff und 32 % auf Ottokraftstoff.



Der Anteil erneuerbarer Energien an der vorwiegenden Heizenergie in zum Bau freigegebenen Wohngebäuden lag 2022 bei knapp 83 %.



Die Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2022 bei 53,9 Milliarden Kilowattstunden. Mit einem Anteil von rund 34 % standen die erneuerbaren Energien an erster Stelle im Strommix des Landes, gefolgt von Steinkohle (32 %) und Kernenergie (21 %).



Von 2015 bis 2022 ist der Beitrag der Photovoltaik zur Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg um rund 35 % gestiegen. Mit einem Anteil von 12 % an der gesamten Bruttostromerzeugung war Photovoltaik wichtigster erneuerbarer Energieträger im Strommix des Landes.



Der Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2021 bei rund 67,6 Milliarden Kilowattstunden. Rund 37 % davon wurden von Industriebetrieben und 26 % von Haushalten verbraucht.

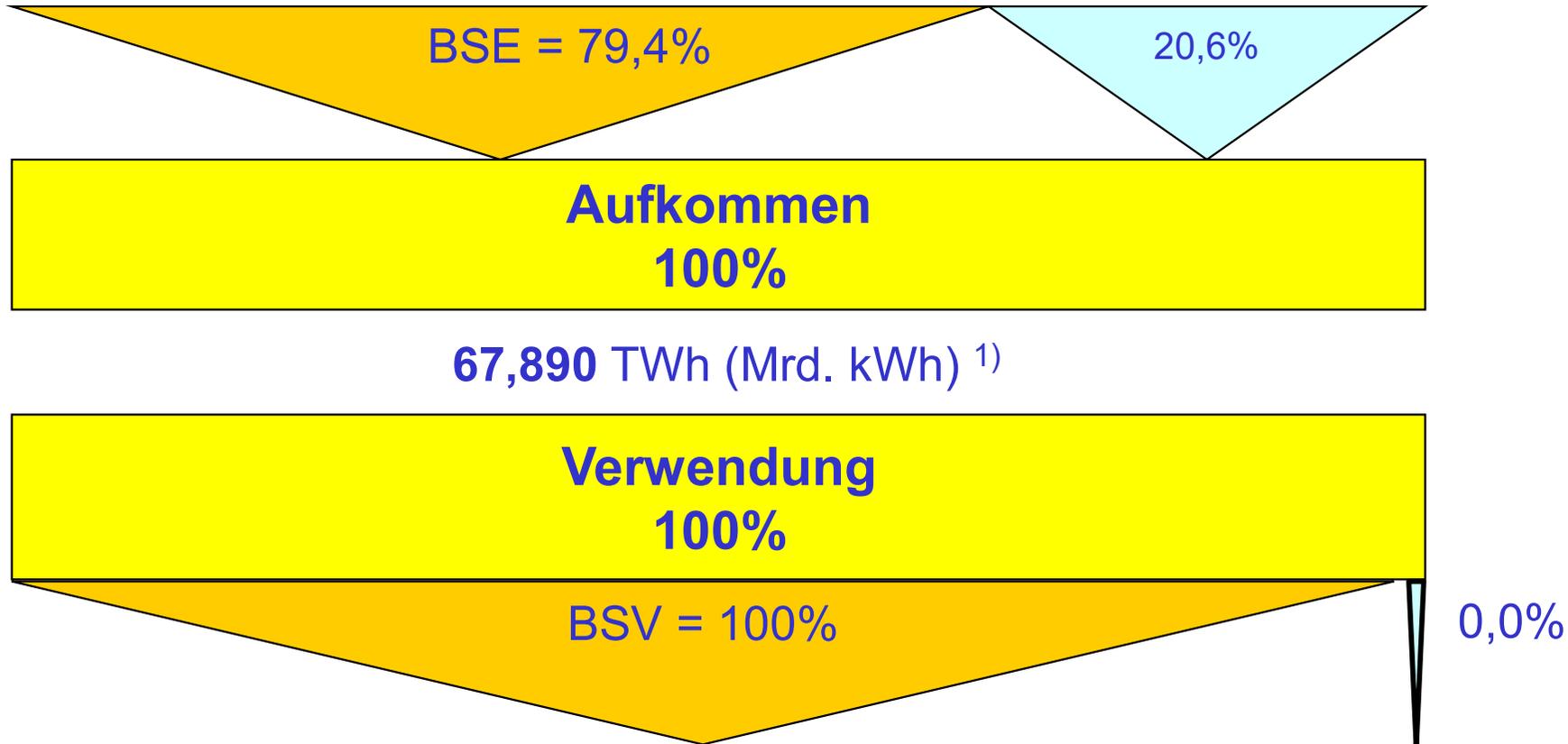
Strombilanz zur Stromversorgung in Baden-Württemberg 2022

Bruttostromerzeugung (BSE)

53,899 TWh, davon allgemeine Versorgung 28,250 TWh (63,7%),
Industriekraftwerke ab 1 MW 3,523 TWh (7,9%), Sonstige 12,564 TWh (28,4%)

Netto-Strombezüge

13,991 TWh ³⁾



Grafik Bouse 2024

Bruttostromverbrauch (BSV)

67.890 TWh ²⁾

Stromlieferungen

0,0 TWh ³⁾

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Energieeinheiten: 1 TWh = 1 Milliarde kWh; 1 GWh = 1 Million kWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

1) Aufkommen und Verwendung = BSV = 67.890 TWh, weil bei Strombezügen und Stromlieferungen nur der **Nettoimport** von 13,991 TWh vorliegt

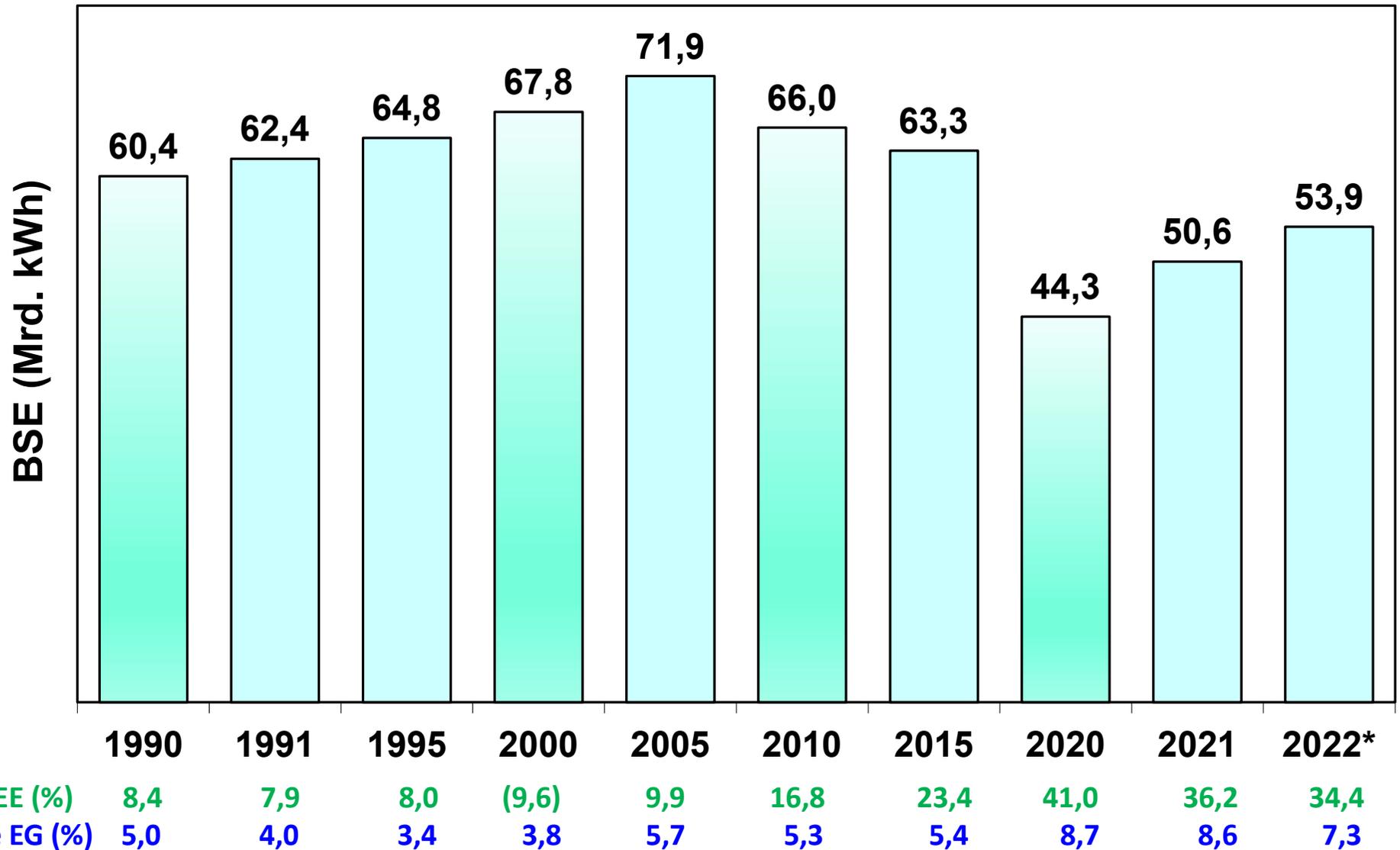
2) Brutto-Stromverbrauch (BSV) = Bruttostromerzeugung (BSE) 53,899 TWh + Strombezüge 13,991 TWh – Stromlieferungen 0,0 TWh = 67,890 TWh =
Aufkommen = Stromverbrauch Endenergie (SVE) 59,6 TWh (87,8%) + Eigen-/Pumpspeicherstromverbrauch 5,9 TWh (8,7%) + Netzverluste 2,4 TWh (3,5%) = 67,9 TWh

3) Strombezüge und Stromlieferungen: Ausland & andere Bundesländer (**Netto-Import** = Strombezüge minus Stromlieferungen = 13,991 TWh)

Stromversorgung
Brutto- und Nettostromerzeugung
mit Beitrag Erdgas

Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) mit Anteile EE und Erdgas in Baden-Württemberg 1990-2022 (1)

Gesamt 53.904 GWh (Mio. kWh) = 53,9 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 – 10,8 %
 Ø 4.813 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2024

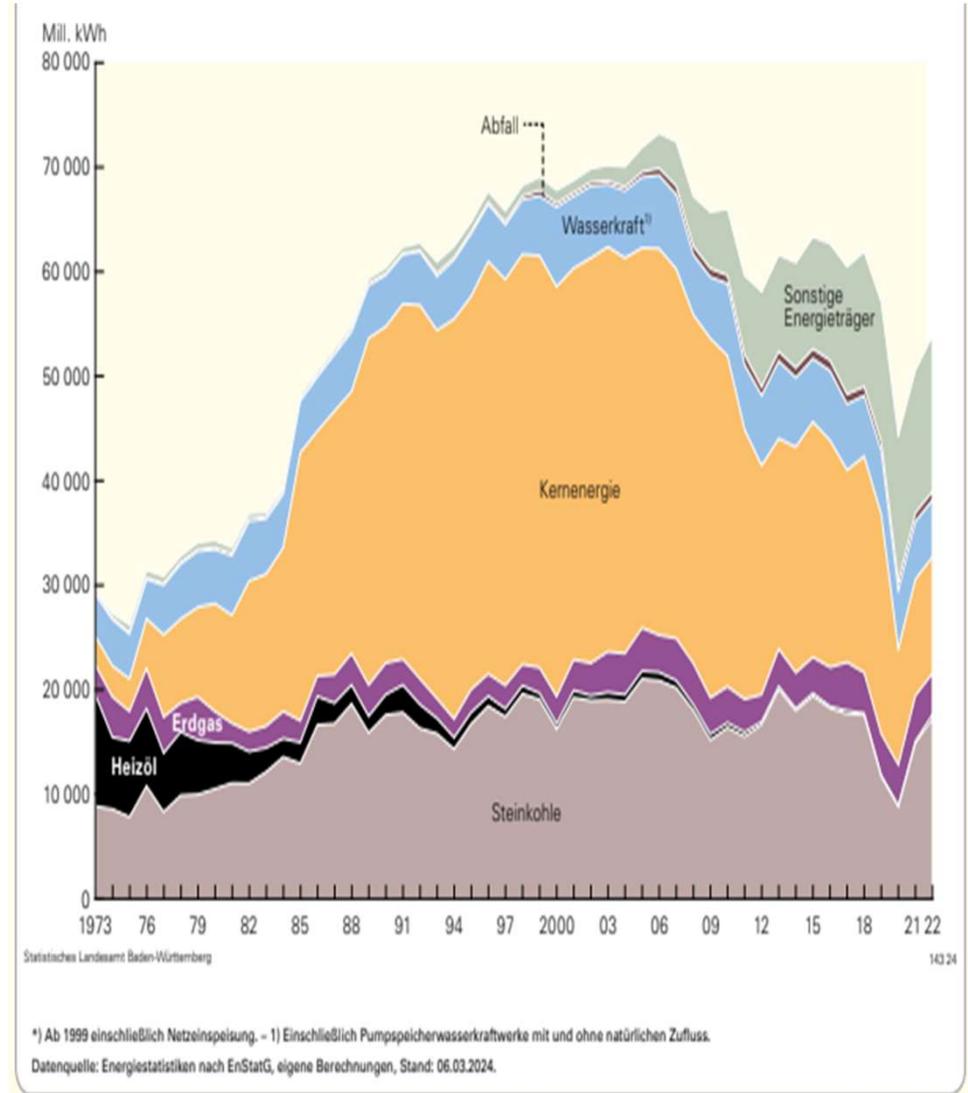
Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 11,2 Mio.

Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Baden-Württemberg 1973/1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 53.899 GWh (Mio. kWh) = 53,9 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 – 10,8 %
4.812 kWh/Kopf

32. Bruttostromerzeugung*) in Baden-Württemberg seit 1973 nach Energieträgern											
Energieträger	1973	1980	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022
	Mill. kWh										
Steinkohle	8 870	10 521	17 604	17 830	16 743	16 236	21 042	16 397	19 407	8 804	17 238
Heizöl	10 683	4 419	1 928	2 620	1 089	521	749	440	272	129	403
Erdgas	2 850	2 984	3 031	2 492	2 194	2 605	4 129	3 468	3 436	3 873	3 943
Kernenergie	2 736	10 333	32 177	33 974	37 626	39 205	36 353	31 669	22 517	11 113	11 142
Wasserkraft ¹⁾	4 005	5 152	4 943	4 726	5 976	7 624	6 781	6 887	6 050	5 575	5 432
Abfall	145	232	116	114	244	338	485	788	927	831	827
Sonstige Energieträger	222	640	584	610	901	1 279	2 363	6 370	10 739	14 012	14 914
Insgesamt	29 511	34 281	60 383	62 366	64 773	67 808	71 902	66 019	63 347	44 337	53 899
	Anteil in %										
Steinkohle	30,1	30,7	29,2	28,6	25,8	23,9	29,3	24,8	30,6	19,9	32,0
Heizöl	36,2	12,9	3,2	4,2	1,7	0,8	1,0	0,7	0,4	0,3	0,7
Erdgas	9,7	8,7	5,0	4,0	3,4	3,8	5,7	5,3	5,4	8,7	7,3
Kernenergie	9,3	30,1	53,3	54,5	58,1	57,8	50,6	48,0	35,5	25,1	20,7
Wasserkraft ¹⁾	13,6	15,0	8,2	7,6	9,2	11,2	9,4	10,4	9,6	12,6	10,1
Abfall	0,5	0,7	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	1,2	1,5	1,9	1,5
Sonstige Energieträger	0,8	1,9	1,0	1,0	1,4	1,9	3,3	9,6	17,0	31,6	27,7
Insgesamt	100										



* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024
Ab 1999 einschließlich Netzeinspeisung.

Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

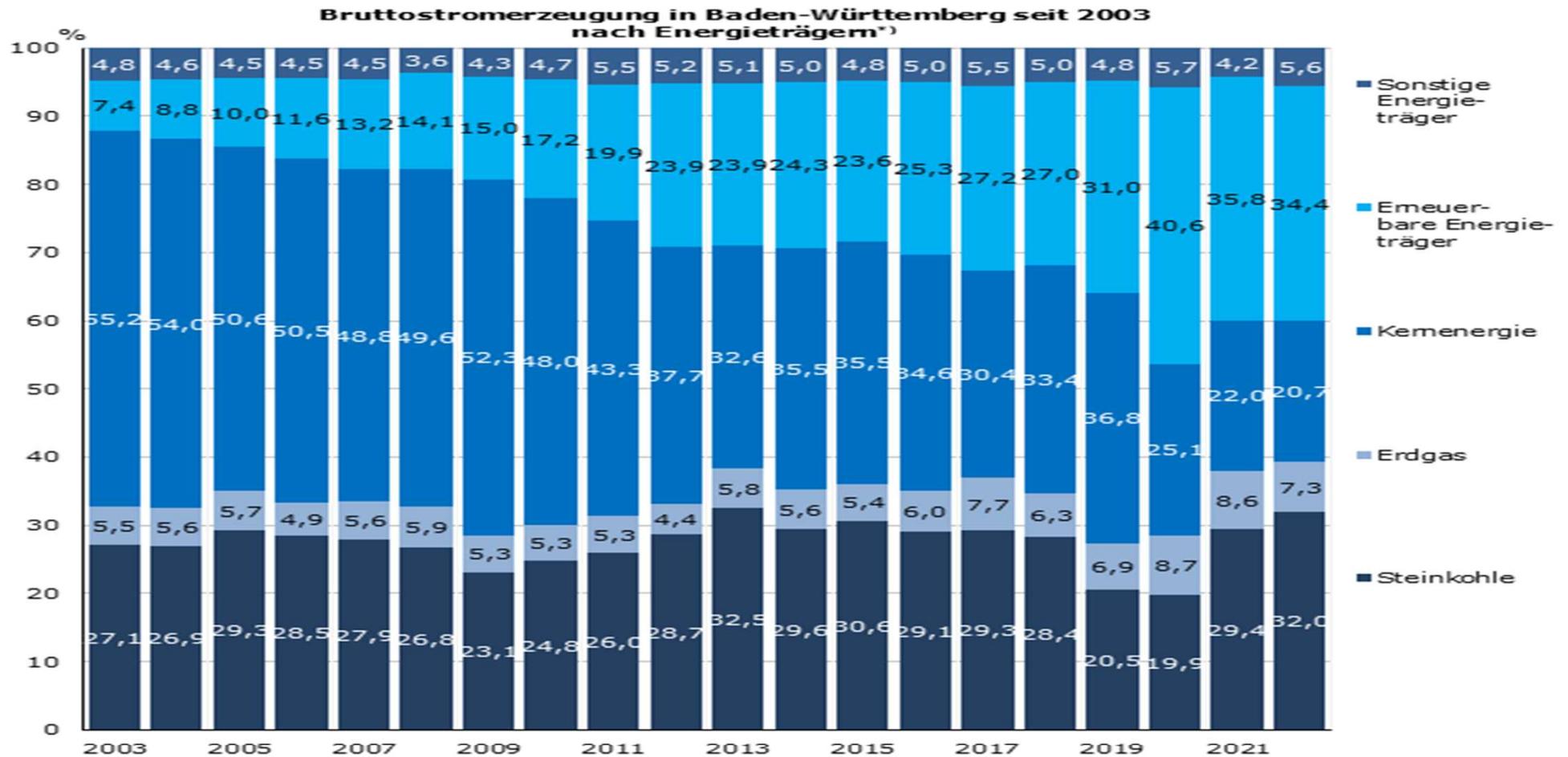
Bevölkerung (Jahresmittel) 2022 = 11,2 Mio.

1) Einschließlich Pumpspeicherwasserkraftwerke mit und ohne natürlichen Zufluss.

2) Anteil Erneuerbare Energien 34,4%

Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 2003-2022 (3)

Gesamt 53.904 GWh (Mio. kWh) = 53,9 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 – 10,8 %
 Ø 4.813 kWh/Kopf



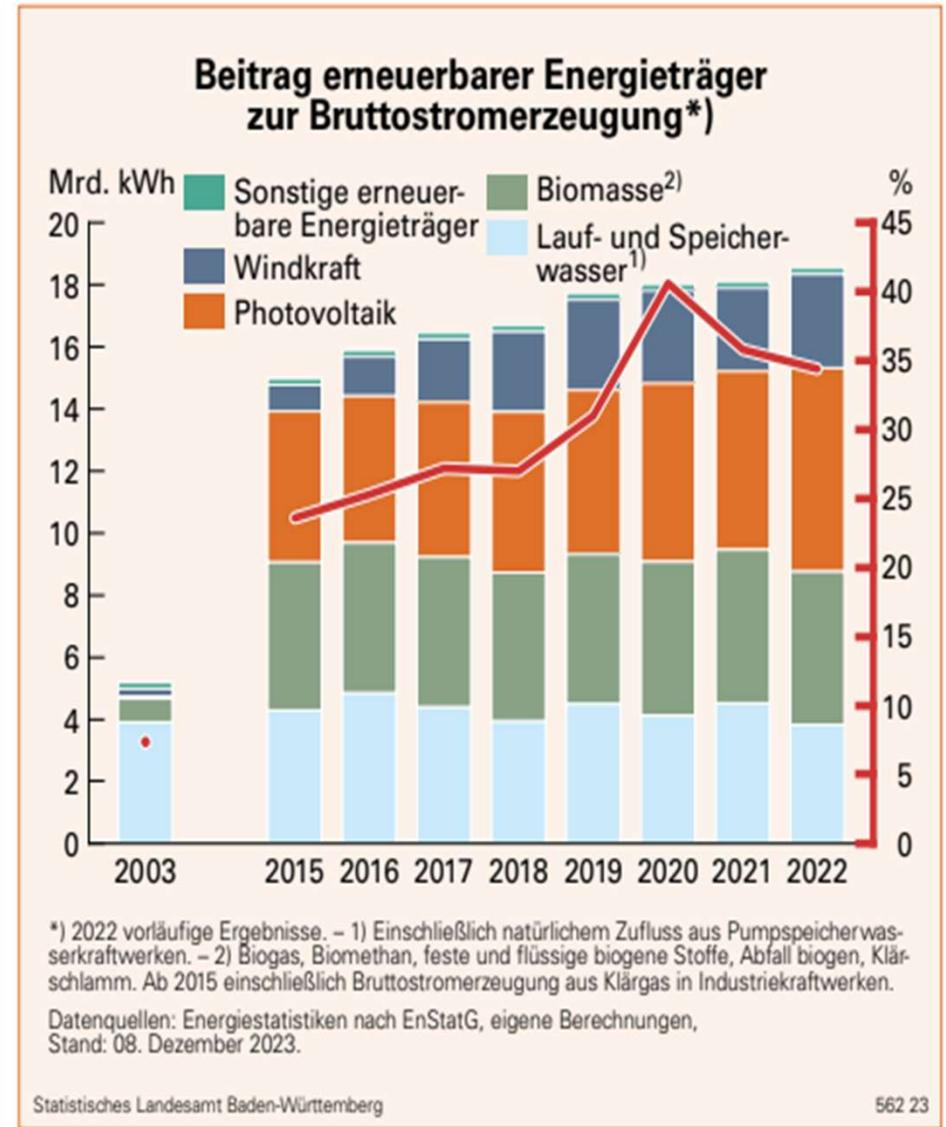
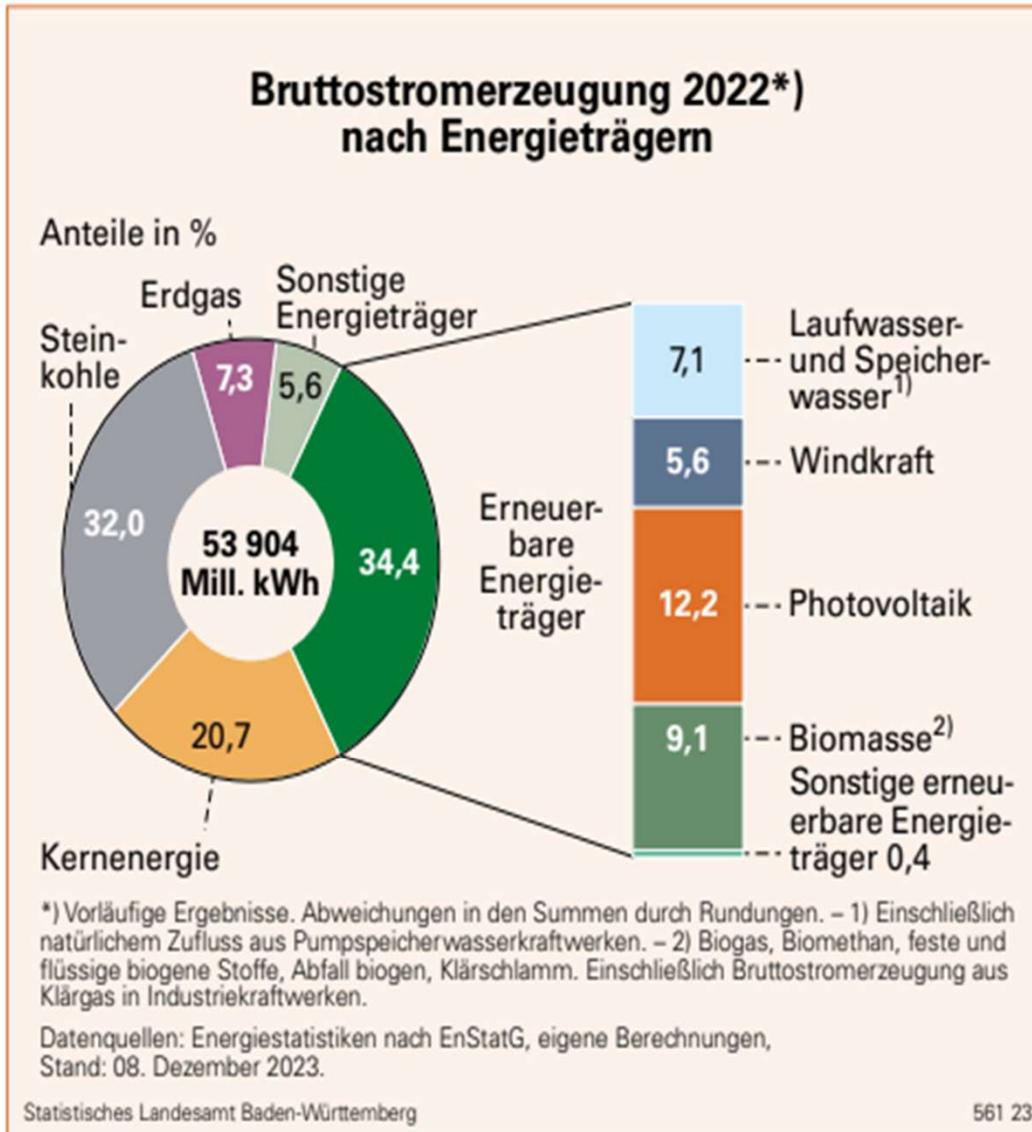
^{*)} Auf Grund der nachträglichen Korrektur einer Kraftwerksmeldung wurde zum Stand Oktober 2017 die Bruttostromerzeugung aus Steinkohle, Heizöl und Erdgas für das Jahr 2015 korrigiert. Die Bruttostromerzeugung insgesamt wurde entsprechend korrigiert.

Erneuerbare Energieträger: Lauf- und Speicherwasserkraftwerke (einschließlich natürlichem Zufluss aus Pumpspeicherwasserkraftwerken), Windkraft, Photovoltaik, feste und flüssige biogene Stoffe einschließlich biogener Abfall (bis 2009 werden 60% und ab 2010 noch 50% der Stromerzeugung aus Hausmüll und Siedlungsabfällen als erneuerbare Energie angesehen), Geothermie, Biogas, Biomethan, Deponiegas, Klärgas und Klärschlamm.
Sonstige Energieträger: Abfall nicht biogen, Heizöl, Flüssiggas, Raffineriegas, Dieselkraftstoff, Petrolkoks, Braunkohlen, Pumpspeicherwasser ohne natürlichen Zufluss, Wasserstoff und sonstige Energieträger.

Datenquelle: Energiestatistiken nach EnStatG, eigene Berechnungen, Stand: 08.12.2023.

Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit Beiträgen Erneuerbare und Erdgas in Baden-Württemberg 2022 (4)

Gesamt 53.904 GWh (Mio. kWh) = 53,9 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 – 10,8 %
 Ø 4.813 kWh/Kopf

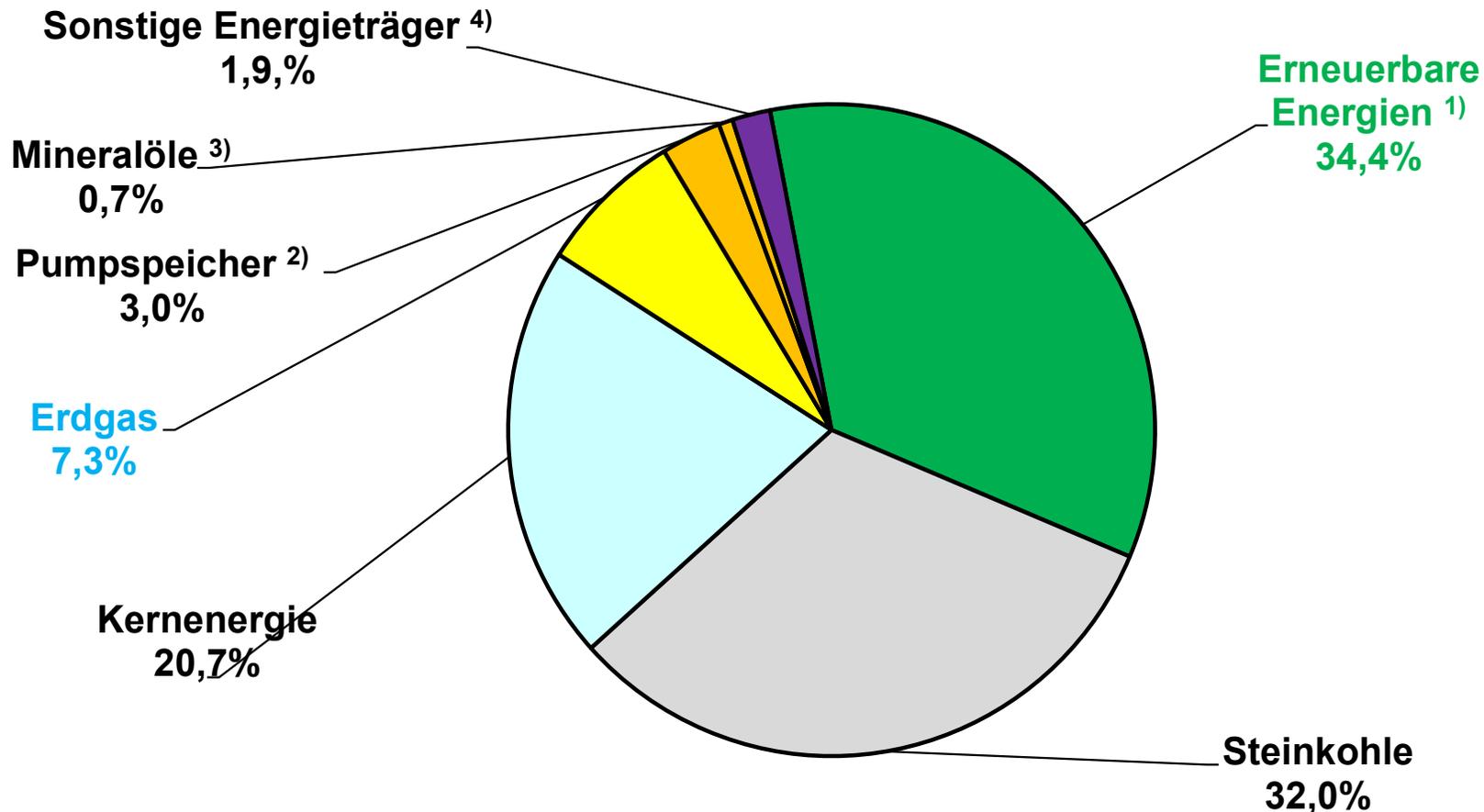


1) Daten 2022 vorläufig, Stand 12/2023

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 11,2 Mio.

Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Baden-Württemberg 2022 nach Stat. LA BW (5)

Gesamt 53.904 GWh (Mio. kWh) = 53,9 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 – 10,8 %
Ø 4.813 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2024

1) Beitrag Erneuerbare Energieträger 18.547 GWh = 18,5 TWh, EE-Anteile 34,4%

2) Pumpspeicherwasser ohne natürlichen Zufluss (1,6 Mrd. kWh = 3,0%)

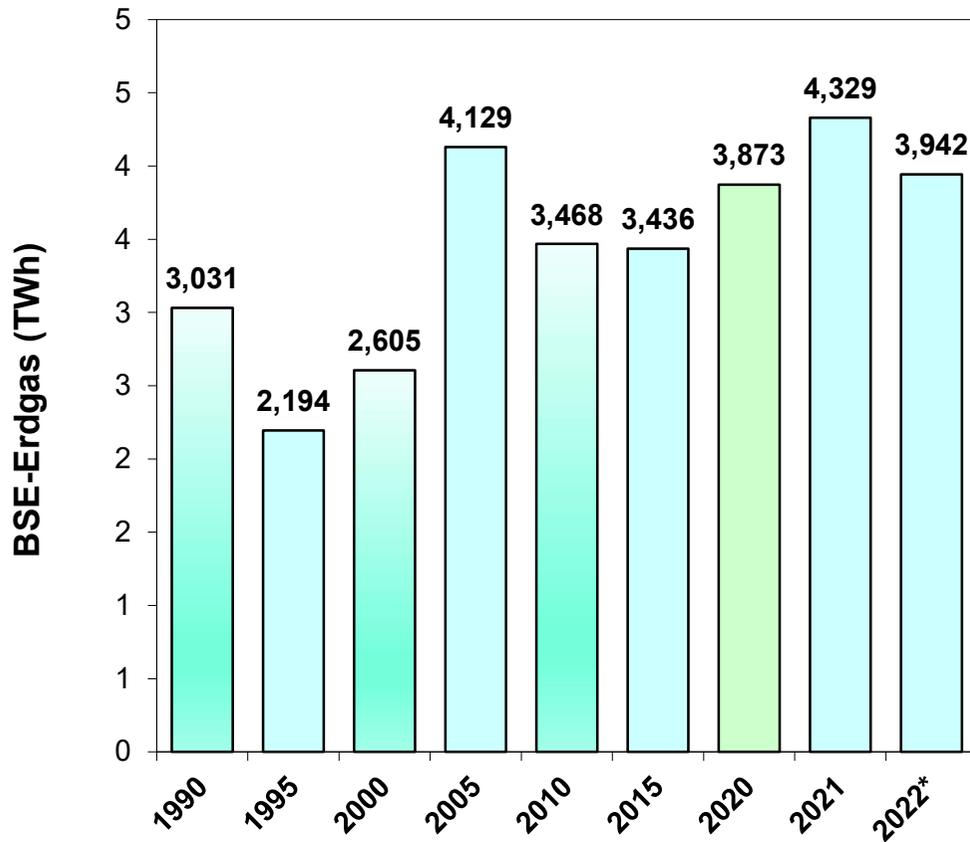
3) Mineralöle 0,7 %: Heizöl + Dieselkraftstoff, Petrolkoks, Flüssiggas, Raffineriegas

4) Sonstige: Abfall nicht biogen (Anteil 50%), sonstige Energieträger

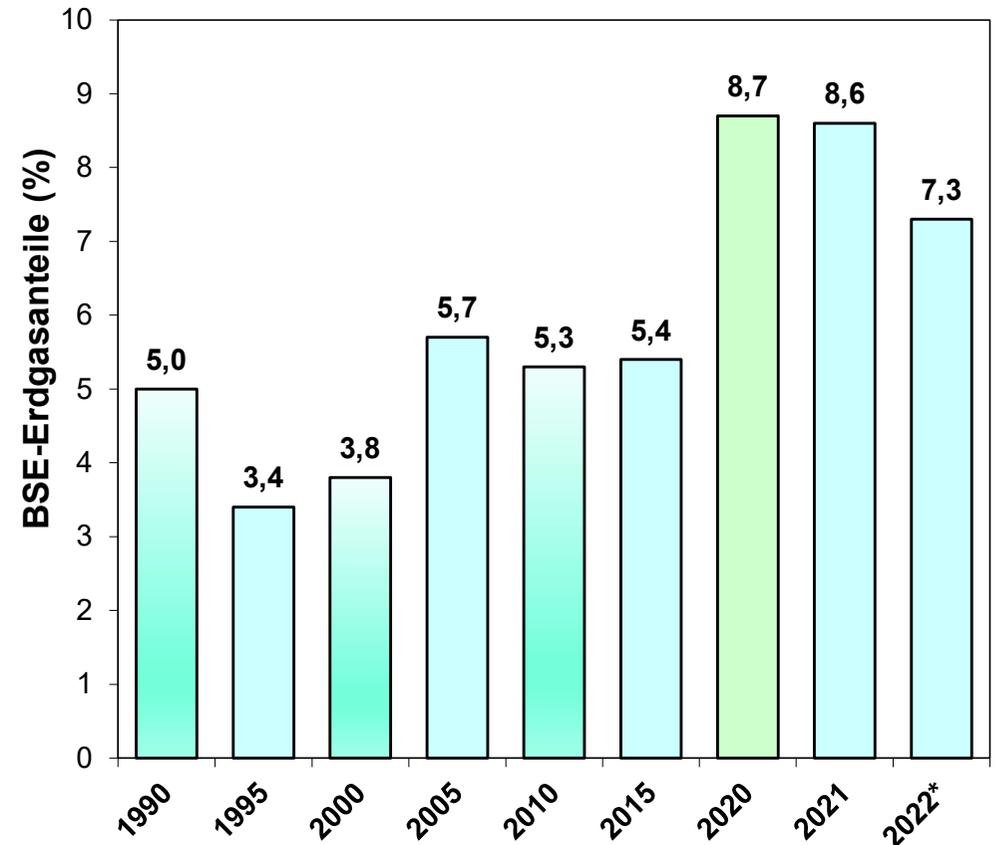
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt 11,2 Mio.)

Entwicklung Bruttostromerzeugung aus Erdgas (BSE-Erdgas) in Baden-Württemberg von 1990-2022 (6)

Jahr 2022:
Gesamt 3,9 TWh (Mrd. kWh) ¹⁾
 Veränderung 1990/22 + 30,0%



Jahr 2022:
BSE-Anteil 7,3% von 53,9 TWh ¹⁾
 Veränderung 1990/2022 + 40,6%



Grafik Bouse 2024

Beiträge und Anteile Erdgas an der Bruttostromerzeugung (BSE) sind niedrig!

* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2024

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,868 PJ

Quellen: UM BW & Stat. LA BW – Energiebericht bis 2022, Tab. 29/30, 10/2022; Stat. LA BW – Energie, 3/2024

Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern Beiträgen Erneuerbare und Kohlen in Baden-Württemberg und Deutschland 2021/22

Baden-Württemberg 2022

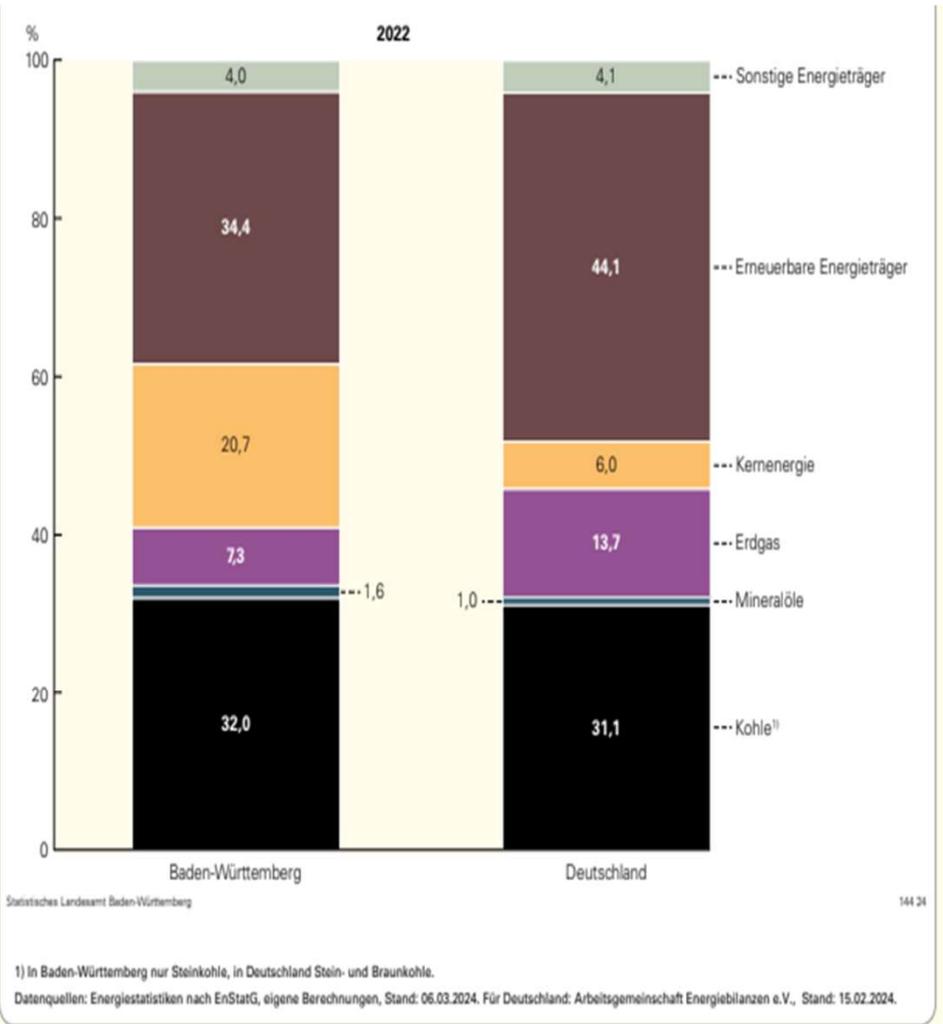
Gesamt 53.899 GWh (Mio. kWh) = 53,9 TWh (Mrd. kWh),
Veränderung 1990/2022 – 10,8%
4.812 kWh/Kopf
D-Anteil: 9,3%

Deutschland 2022

Gesamt 577.853 GWh (Mio. kWh) = 577,9 TWh (Mrd. kWh),
Veränderung 1990/2022 – 5,1%
6.896 kWh/Kopf

33. Stromerzeugung in Baden-Württemberg und Deutschland 2021 und 2022 nach Energieträgern

Energieträger	2021		2022		Veränderung 2022 gegen 2021					
	Baden-Württemberg		Deutschland		Baden-Württemberg		Deutschland			
	Mill. kWh	%	Mill. kWh	%	Mill. kWh	%	Mill. kWh	%		
Steinkohle ²⁾	14 892	29,4	54 554	9,3	17 238	32,0	63 705	11,0	+15,8	+16,8
Mineralöle	540	1,1	4 553	0,8	864	1,6	5 720	1,0	+60,0	+25,6
Erdgas	4 329	8,6	90 312	15,4	3 943	7,3	79 054	13,7	-8,9	-12,5
Kernenergie	11 151	22,0	69 130	11,8	11 142	20,7	34 709	6,0	-0,1	-49,8
Erneuerbare Energieträger	18 093	35,8	233 949	39,8	18 540	34,4	254 647	44,1	+2,5	+8,8
Sonstige Energieträger	1 585	3,1	134 587	22,9	2 172	4,0	140 018	24,2	+37,0	+4,0
Bruttostromerzeugung insgesamt	50 590	100	587 086	100	53 899	100	577 853	100	+6,5	-1,6
Eigenverbrauch der Kraftwerke	2 761	x	29 827	x	2 963	x	28 330	x	+7,3	-5,0
Nettostromerzeugung insgesamt	47 829	x	557 259	x	50 935	x	549 523	x	+6,5	-1,4



* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: BW 11,2 Mio.; D 83,8 Mio.

1) In Baden-Württemberg nur Steinkohle, in Deutschland Stein- und Braunkohle.

2) Daten für Mineralöle enthalten neben Heizöle u.a. Flüssiggas, Raffineriegas, Dieselkraftstoff

Quellen: Energiestatistiken nach EnStatG, Stand: 09.12.2021. Für Deutschland: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: 06.03.2024. Eigene Berechnungen aus Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024

Bruttostromerzeugung (BSE) nach Herkunft und Energieträgern mit Beitrag Kernenergie in Baden-Württemberg 2021/2022 (7)

34. Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg 2021 und 2022 nach Herkunft und Energieträgern

Energieträger	2021		2022		Veränderung 2022 gegen 2021
	MWh	%	MWh	%	
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung¹⁾					
Kernenergie	11 151 300	32,1	11 141 700	29,8	-0,1
Steinkohle	14 762 256	42,5	17 100 808	45,7	+15,8
Heizöl	159 515	0,5	241 928	0,6	+51,7
Erdgas	1 601 036	4,6	1 805 857	4,8	+12,8
Sonstige Energieträger ²⁾	1 411 274	4,1	2 019 135	5,4	+43,1
Erneuerbare Energieträger zusammen	5 617 117	16,2	5 129 800	13,7	-8,7
davon					
Laufwasser und Speicherwasser ³⁾	4 001 686	11,5	3 482 700	9,3	-13,0
Biomasse ⁴⁾	1 609 663	4,6	1 641 197	4,4	+2,0
Sonstige erneuerbare Energieträger ⁵⁾	5 767	0,0	5 903	0,0	+2,4
Insgesamt	34 702 498	100	37 439 228	100	+7,9
Industriekraftwerke¹⁾					
Steinkohle	129 597	3,6	137 356	4,3	+6,0
Heizöl	41 503	1,2	111 266	3,5	+168,1
Erdgas	2 208 422	61,7	1 664 363	52,2	-24,6
Sonstige Energieträger ²⁾	477 310	13,3	602 008	18,9	+26,1
Erneuerbare Energieträger zusammen	722 006	20,2	672 970	21,1	-6,8
davon					
Biomasse ⁴⁾	722 006	20,2	672 970	21,1	-6,8
Insgesamt	3 578 838	100	3 187 963	100	-10,9
Sonstige Energieerzeuger					
Erdgas	519 485	4,2	472 356	3,6	-9,1
Heizöl	6 357	0,1	49 321	0,4	+675,8
Sonstige Energieträger ²⁾	29 141	0,2	12 433	0,1	-57,3

Energieträger	2021		2022		Veränderung 2022 gegen 2021
	MWh	%	MWh	%	
Erneuerbare Energieträger zusammen	11 753 795	95,5	12 737 400	96,0	+8,4
davon					
Laufwasser	526 998	4,3	357 699	2,7	-32,1
Windkraft	2 679 396	21,8	3 020 779	22,8	+12,7
Photovoltaik	5 742 118	46,7	6 552 530	49,4	+14,1
Biomasse ⁴⁾	2 606 950	21,2	2 604 506	19,6	-0,1
Klärgas	192 611	1,6	196 577	1,5	+2,1
Sonstige erneuerbare Energieträger ⁵⁾	5 723	0,0	5 309	0,0	-7,2
Insgesamt	12 308 778	100	13 271 510	100	+7,8
Insgesamt					
Kernenergie	11 151 300	22,0	11 141 700	20,7	-0,1
Steinkohle	14 891 853	29,4	17 238 164	32,0	+15,8
Heizöl	207 375	0,4	402 515	0,7	+94,1
Erdgas	4 328 943	8,6	3 942 576	7,3	-8,9
Sonstige Energieträger ²⁾	1 917 725	3,8	2 633 576	4,9	+37,3
Erneuerbare Energieträger zusammen	18 092 917	35,8	18 540 170	34,4	+2,5
davon					
Laufwasser und Speicherwasser ³⁾	4 528 684	9,0	3 840 399	7,1	-15,2
Windkraft	2 679 396	5,3	3 020 779	5,6	+12,7
Photovoltaik	5 742 118	11,4	6 552 530	12,2	+14,1
Biomasse ⁴⁾	4 938 618	9,8	4 918 673	9,1	-0,4
Klärgas	192 611	0,4	196 577	0,4	+2,1
Sonstige erneuerbare Energieträger ⁵⁾	11 490	0,0	11 212	0,0	-2,4
Insgesamt	50 590 113	100	53 898 701	100	+6,5

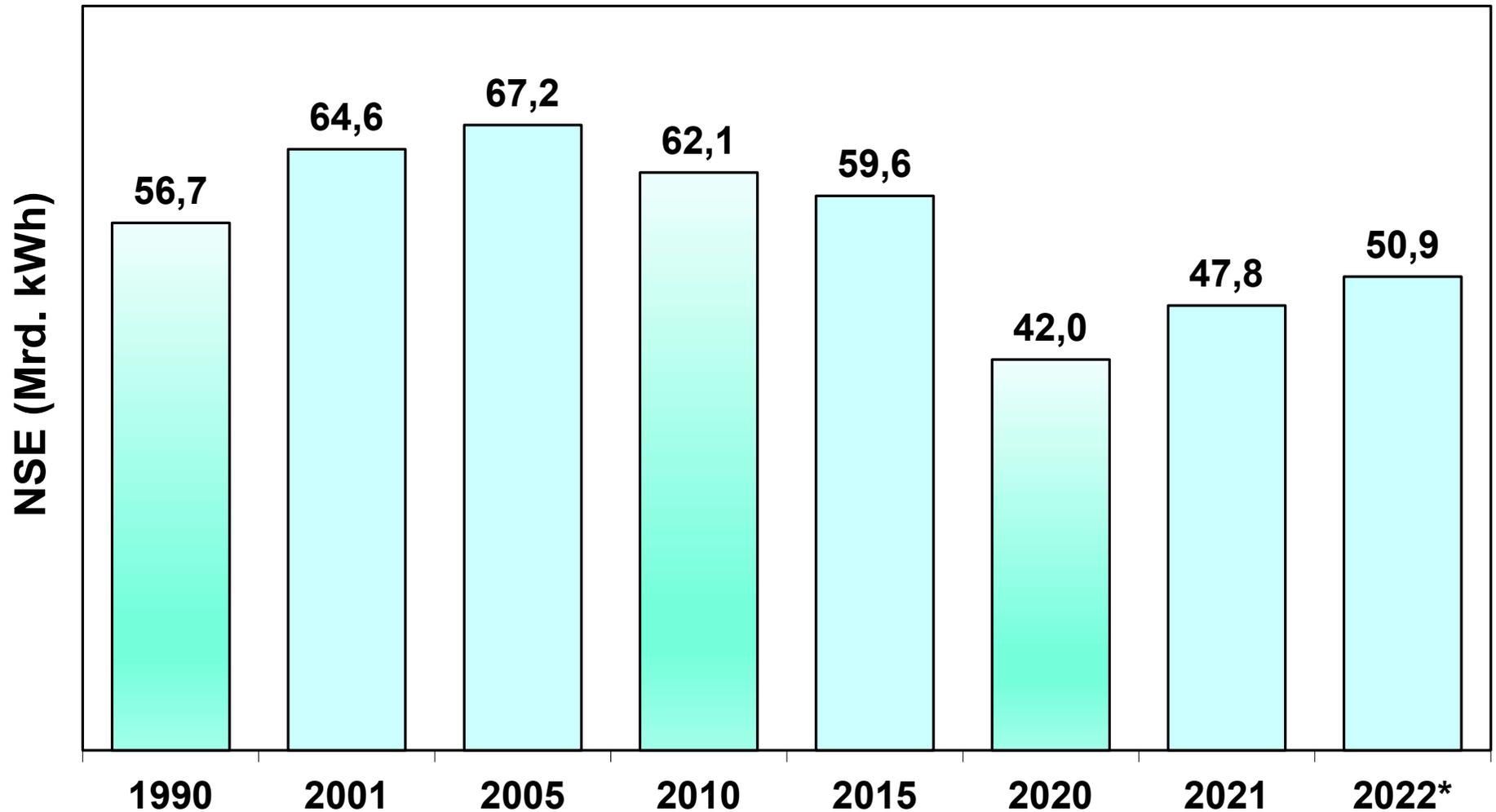
* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024.

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 11,2 Mio.

- 1) Kraftwerke der Elektrizitätsversorgungsunternehmen bzw. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe und in der Gewinnung von Steinen und Erden (Industriekraftwerke) mit einer Nettonennleistung von im Allgemeinen 1MW elektrisch und darüber. – 2) Braunkohlen, Dieselkraftstoff, Petrolkoks, Flüssiggas, Raffineriegas, Pumpspeicherwasser ohne natürlichen Zufluss, Abfall nicht biogen, sonstige Energieträger. Für 2019 einschließlich Bruttostromerzeugung aus Heizöl in Kraftwerken der sonstigen Energieerzeuger. – 3) Einschließlich natürlichem Zufluss aus Pumpspeicherwasserkraftwerken. 4) Biogas (einschließlich Bruttostromerzeugung aus Klärgas in Industriekraftwerken), Biomethan, feste und flüssige biogene Stoffe, Abfall biogen (50 % der Stromerzeugung aus Hausmüll und Siedlungsabfall werden als erneuerbare Energie angesehen), Klärschlamm. – 5) Einschließlich Deponiegas und Geothermie. Einschließlich Bruttostromerzeugung aus Klärgas in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung.

Entwicklung Nettostromerzeugung (NSE) in Baden-Württemberg 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt NSE 50.935 GWh = 50,9 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 – 10,2%
4.545 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 11,2 Mio.

1) Eigenverbrauch Kraftwerke = BSE-NSE, z.B. 2022: 53,9 TWh - 50,9 TWh = 3,0 TWh

Quellen: UM BW & Stat. LA BW – Energiebericht 2024, Tab. 33, 7/2024; Stat. LA BW Energiebericht kompakt 6/2023

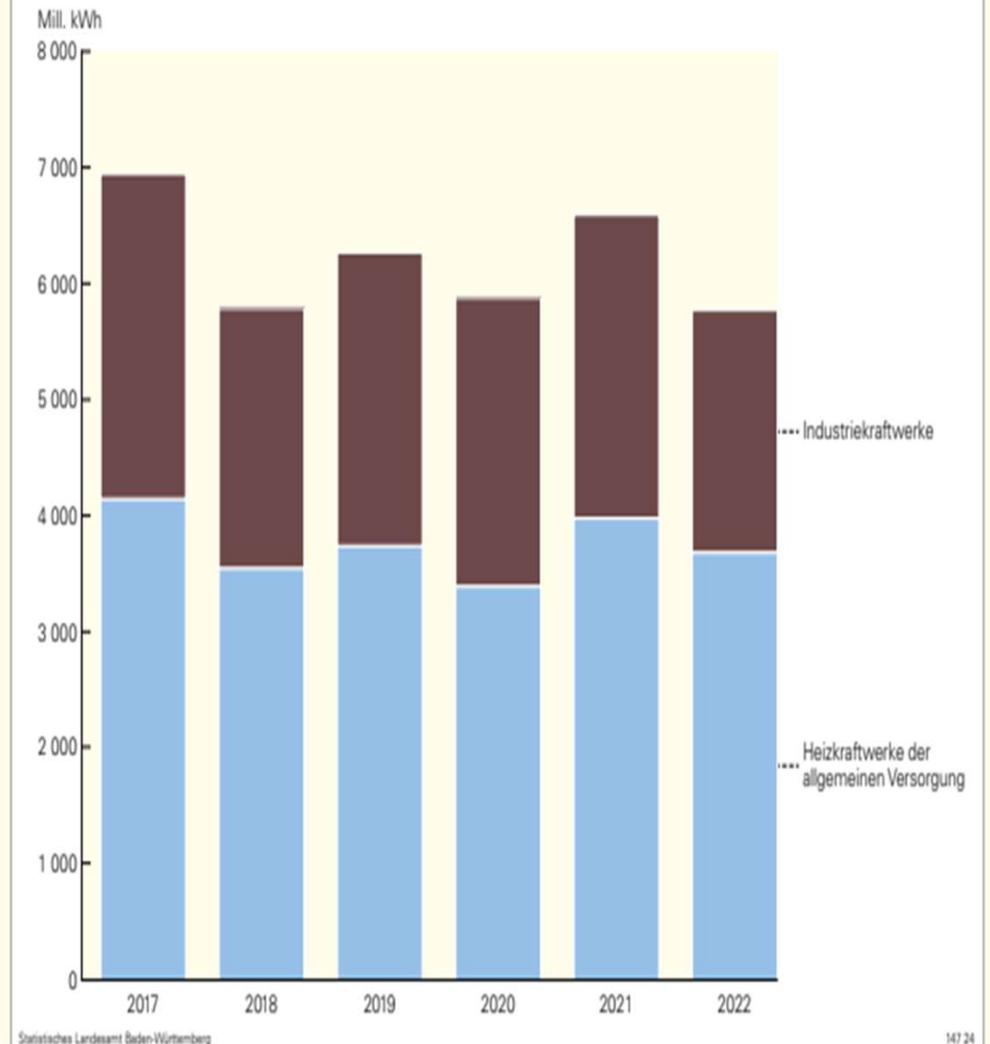
Entwicklung Nettostromerzeugung (NSE) aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Herkunft in Baden-Württemberg 2017-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt-KWK 5,8 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ – 12,5%

Anteile bezogen auf gesamte NSE 16,0% von 36,1 TWh ¹⁾

Jahr 2022: Anteile Industriekraftwerke 36,2%, Heizkraftwerke 63,8%

38. Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg seit 2017 nach Herkunft						
Gegenstand der Nachweisung	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	MWh					
Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung¹⁾	6 963 108	5 801 864	6 283 039	5 892 998	6 610 570	5 785 448
davon						
Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung	4 154 821	3 556 546	3 750 201	3 401 892	3 990 584	3 693 611
Industriekraftwerke	2 808 287	2 245 318	2 532 838	2 491 106	2 619 986	2 091 837
	Anteil in %					
Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung¹⁾	100	100	100	100	100	100
davon						
Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung	59,7	61,3	59,7	57,7	60,4	63,8
Industriekraftwerke	40,3	38,7	40,3	42,3	39,6	36,2



1) Nur Kraftwerke der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden (Industriekraftwerke) mit einer Nettonennleistung (bis 2017: Brutto-Engpassleistung) von im Allgemeinen 1 MW elektrisch und darüber.

Nettostromerzeugung (NSE) insgesamt* und aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 2021/2022 (3)

Jahr 2022:

Gesamt NSE 36,1 TWh (Mrd. kWh),
Veränderung zum VJ + 4,5%

Jahr 2022:

Gesamt KWK 5,8 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ - 12,5%
Anteile bezogen auf gesamte NSE 16,0%

39. Nettostromerzeugung insgesamt*) und aus Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg 2021 und 2022 nach Energieträgern

Energieträger	2021			2022			Veränderung 2022 gegen 2021	
	insgesamt	darunter Kraft-Wärme-Kopplung	Anteil an der Nettostromerzeugung insgesamt	insgesamt	darunter Kraft-Wärme-Kopplung	Anteil an der Nettostromerzeugung insgesamt	insgesamt	Kraft-Wärme-Kopplung
	MWh		%	MWh		%		
Stein- und Braunkohle	13 640 666	1 936 175	5,6	15 800 232	1 589 958	4,4	+15,8	-17,9
Heizöl leicht und schwer, Dieselkraftstoff	185 826	32 497	0,1	325 088	90 338	0,2	+74,9	+178,0
Erdgas	3 636 305	3 202 066	9,3	3 307 293	2 472 909	6,8	-9,0	-22,8
Biogas ¹⁾	547 364	488 189	1,4	625 501	550 503	1,5	+14,3	+12,8
Klärgas, Deponiegas	5 468	2 929	0,0	5 596	2 385	0,0	+2,3	-18,6
Feste und flüssige biogene Stoffe	1 183 044	576 870	1,7	1 102 675	578 870	1,6	-6,8	+0,3
Sonstige Energieträger ²⁾	940 057	371 844	1,1	1 082 563	500 485	1,4	+15,2	+34,6
Übrige Energieträger ³⁾	14 435 837	X	X	13 898 361	X	X	-3,7	X
Insgesamt	34 574 567	6 610 570	19,1	36 147 310	5 785 448	16,0	+4,5	-12,5

*) Nur Kraftwerke der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden (Industriekraftwerke) mit einer Nettonennleistung von im Allgemeinen 1 MW elektrisch und darüber. – 1) Einschließlich Biomethan (Bioerdgas). In Industriekraftwerken einschließlich Nettostromerzeugung aus Klärgas. – 2) Abfall, Klärschlamm, Flüssiggas, Raffineriegas, Petrolkoks, Sonstige. – 3) Energieträger ohne Kraft-Wärme-Kopplung wie zum Beispiel Kernenergie, Wasserkraft (einschließlich Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss) und sonstige erneuerbare Energieträger. Ohne Speicher.
Datenquellen: Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung; Jahreserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden.

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

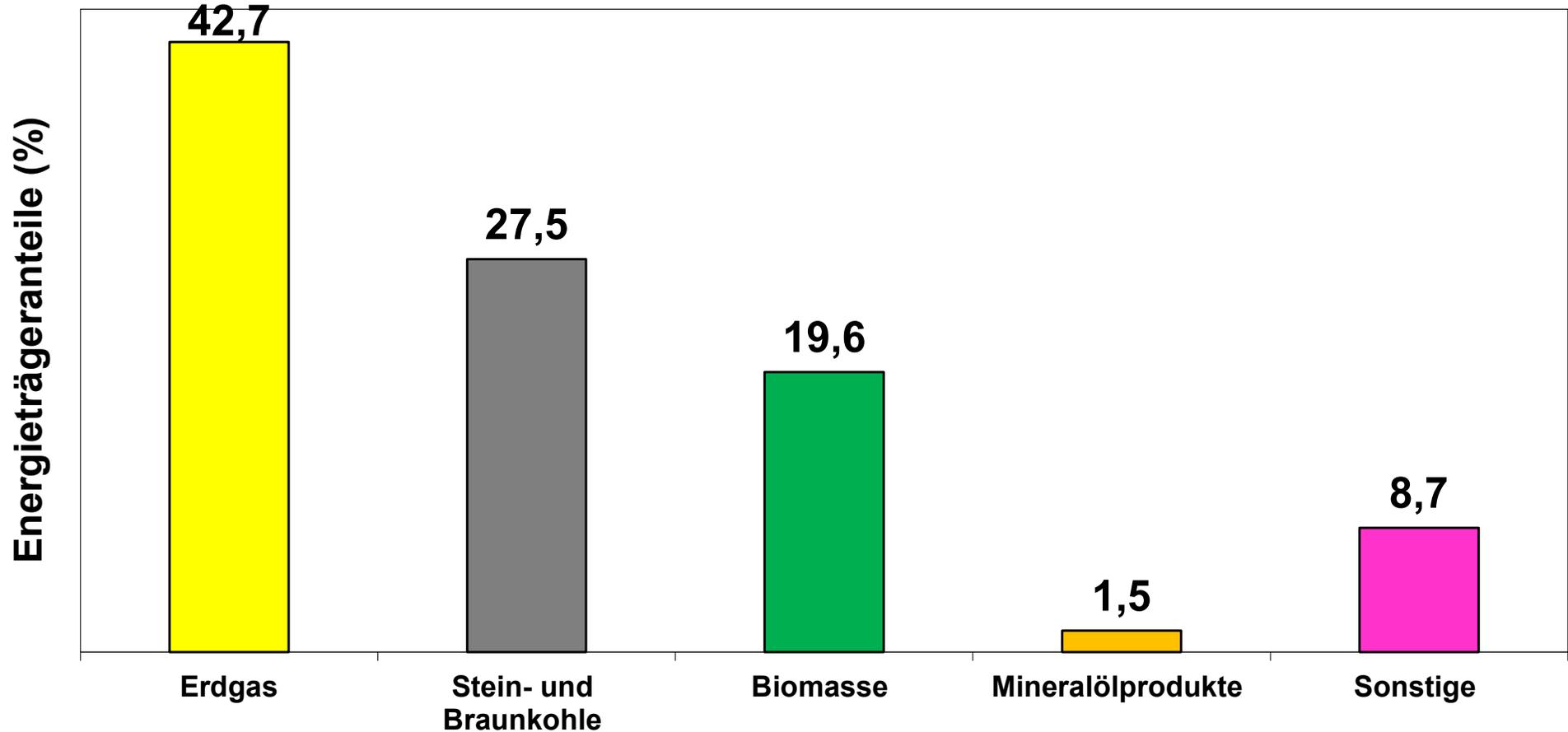
Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 11,2 Mio

Quelle: Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024, Stat. LA BW 7/2024

Nettostromerzeugung (NSE) aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 2022 (4)

Jahr 2022: Gesamt-KWK 5,8 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ – 12,5%

Anteile bezogen auf gesamte NSE 16,0% von 36,1 TWh ¹⁾



Grafik Bouse 2024

Erzeugung aus allgemeine Versorgung 63,8% und Industriekraftwerke 36,2% ab 1 MW

* Nur Kraftwerke der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden (Industriekraftwerke) mit einer Nettonennleistung (für 2017: Brutto-Engpassleistung) mit im Allgemeinen 1 MW elektrisch und darüber.

1) Einschließlich Biomethan (Bioerdgas). In Industriekraftwerken einschließlich Nettowärmeerzeugung aus Klärgas.

Quellen: Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeezeugung zur allgemeinen Versorgung; Jahresehebung über die Elektrizitäts- und Wärmeezeugung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden aus Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, Tab. 39, 7/2024; Stat. LA BW 7/2024

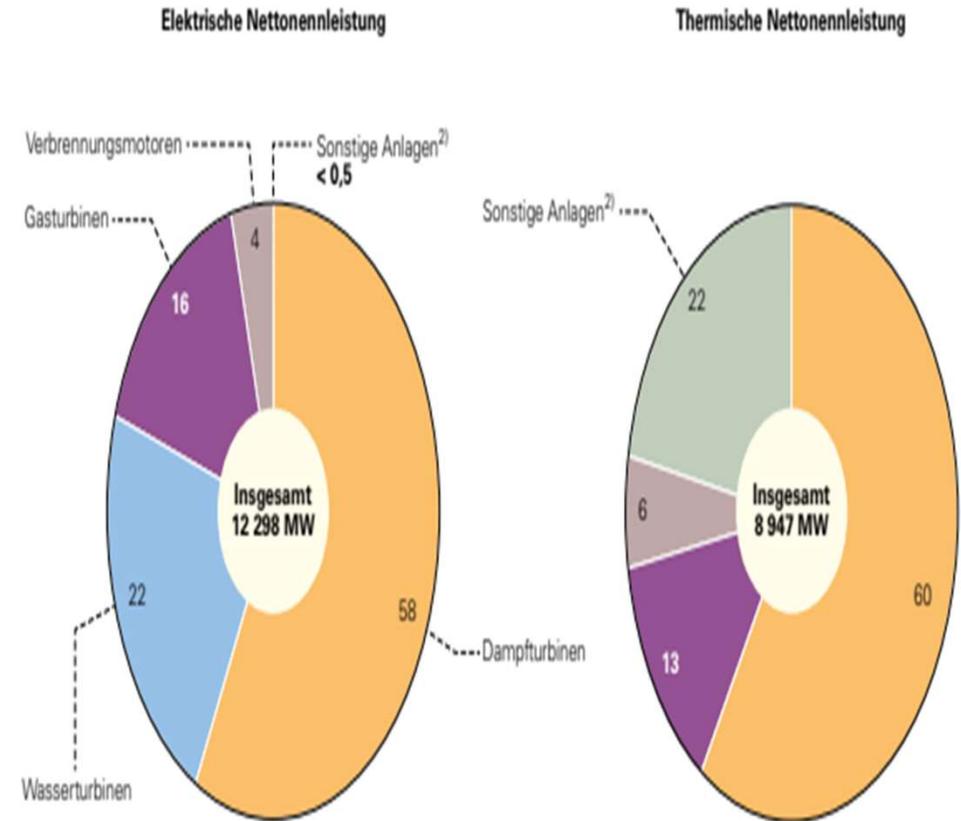
Elektrische und thermische Nettonennleistung insgesamt und aus Kraft-Wärme-Kopplung der Kraftwerke nach der Art der Anlage in Baden-Württemberg 2022

Gesamte elektrische Netto-Nennleistung 12,3 GW; gesamte thermische Netto-Nennleistung 8,9 GW

36. Elektrische und thermische Nettonennleistung insgesamt und aus Kraft-Wärme-Kopplung der Kraftwerke*) in Baden-Württemberg 2022 nach Art der Anlage				
Art der Anlage	Nettonennleistung			
	elektrisch	darunter Kraft-Wärme-Kopplung	thermisch	darunter Kraft-Wärme-Kopplung
	MW			
Dampfturbinen				
Kondensationsmaschinen	2 130	X	X	X
Gegendruckmaschinen	871	668	2 499	2 499
Entnahmekondensationsmaschinen	4 111	3 346	2 829	2 829
Gasturbinen				
Gasturbinen ohne Abhitzeessel	490	X	X	X
Gasturbinen mit Abhitzeessel	123	122	307	307
Gasturbinen mit nachgeschalteter Dampfturbine	1 339	638	838	838
Verbrennungsmotoren	539	533	540	540
Wasserturbinen				
Laufwasser-Anlagen	709	X	X	X
Speicherwasser- und Pumpspeicher-Anlagen ¹⁾	1 964	X	X	X
Sonstige Anlagen ²⁾	21	12	1 935	51
Insgesamt	12 298	5 319	8 947	7 064

Anteile in %

2022



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

146/24

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 11,2 Mio.

Kraftwerke der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden (Industriekraftwerke) mit einer Nettonennleistung von im Allgemeinen 1 MW elektrisch und darüber.

1) Pumpspeicheranlagen mit und ohne natürlichen Zufluss.

2) Einschließlich Brennstoffzellen, Stirling-Motoren, Dampfmaschinen, ORC-Anlagen und andere Speicher.

Quellen: Monaterhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung; Jahrerhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden aus Stat. LA BW & UM BW - Energiebericht 2024, 7/2024

Energiepreise, Erlöse und Kosten

Inhalt

Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2023



Leipziger Institut
für Energie

ENDBERICHT

Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2023

ÖLMARKT | GASMARKT | STROMMARKT | WÄRMEMARKT

Auftraggeber:

**Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg**

Leipzig, 05.07.2024

Entwicklung Einfuhr- und Inlandspreise für Mineralöl und Einfuhrpreise für Erdgas in Deutschland 1973/1990-2023

Jahr 2023

Inlandspreise: Heizöl leicht 103,4 ct/l, Dieselkraftstoff 173,7 ct/l, Superbenzin 184,9 ct/l

51. Einfuhr- und Inlandspreise*) für Mineralöl und Einfuhrpreis für Erdgas in Deutschland**) seit 1973

Gegenstand der Nachweisung	Einheit	1973	1980	1990	1991	2000	2005	2010	2015	2020	2022	2023
Einfuhrpreise												
Erdgas ¹⁾	ct/kWh	0,2	.	0,7	0,9	1,1	1,6	2,1	2,1	1,2	7,6	.
Rohöl ²⁾	EUR/t	41,93	233,15	142,65	128,76	227,22	314,47	446,00	355,93	278,38	690,30	586,17
Inlandspreise³⁾												
Heizöl schwer ⁴⁾	EUR/t	54,20	181,56	120,72	114,68	174,73	231,49	378,07	251,59	.	.	.
Heizöl leicht ⁵⁾	ct/l	11,6	31,7	25,0	26,4	40,8	53,2	65,0	58,8	49,9	132,4	103,4
Superbenzin ⁶⁾	ct/l	38,9	60,2	65,9	73,5	101,9	122,3	141,5	139,4	129,3	192,6	184,9
Dieselmkraftstoff	ct/l	35,8	58,4	52,2	54,8	80,4	106,7	122,4	117,1	112,4	196,0	173,7

*) Jahresdurchschnitt. Durchschnittspreise für schweres Heizöl mit einem Schwefelgehalt von 1 % wurden letztmalig für das Jahr 2016 veröffentlicht. - **) Bis 1990 alte Bundesländer. - 1) Bezogen auf den oberen Heizwert. Durchschnittlicher Grenzübergangswert, ohne Erdgassteuer. - 2) Frei deutsche Grenze, ohne Mineralöl- und Mehrwertsteuer. - 3) Einschließlich Mehrwertsteuer. - 4) Schwefelgehalt maximal 1 %. Bei Abnahme von 2 000 Tonnen und mehr im Monat, ab 1993 bei Abnahme in Kessel- oder Tankkraftwagen ab Raffinerie. Ohne Mehrwertsteuer. - 5) Bei Abnahme von 5 000 Litern, ab 1992 bei Abnahme von 3 000 Litern. - 6) Super ab 1997 Eurosuper, unverbleit.

Datenquellen: BAFA. en2x. Statistisches Bundesamt, Daten zur Energiepreisentwicklung. Eigene Berechnungen.

Entwicklung Strom-und Gasabsatz, Erlöse und Durchschnittserlöse nach Abnehmer-/Verbrauchergruppen in Baden-Württemberg 2012-2022

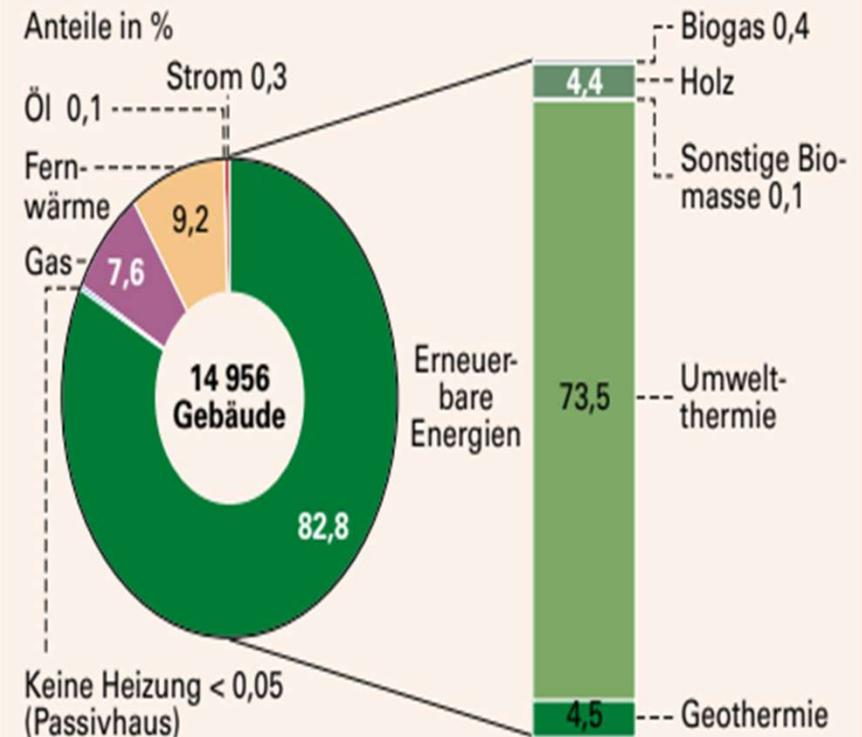
Energieverwendung und Erlöse daraus

7,79 Ct./kWh erlösten die Energieversorger 2022 bei der Gasabgabe an Haushaltskunden.

	Einheit	2012	2017	2022
Stromabgabe an Endabnehmer	Mill. kWh	59 459	56 949	53 854
Tarifabnehmer	%	37,4	38,2	38,5
Sonderabnehmer	%	62,6	61,8	61,5
Haushaltskunden	Mill. kWh	17 227	16 342	17 289
je Einwohner/-in ¹⁾	kWh je EW	1 634	1 487	1 539
je Haushalt ²⁾	kWh je HH	3 479	3 096	3 260
Durchschnittserlöse³⁾ aus der Stromabgabe	Ct. je kWh	15,13	16,99	22,52
Tarifabnehmer	Ct. je kWh	20,00	22,27	26,69
Sonderabnehmer	Ct. je kWh	12,22	13,73	19,91
Gasabgabe an Endabnehmer	Mill. kWh	71 459	83 471	73 904
Produzierendes Gewerbe	%	42,4	44,6	41,3
Haushaltskunden	%	41,5	36,0	39,4
Sonstige Endabnehmer	%	16,1	19,4	19,4
Durchschnittserlöse⁴⁾ aus der Gasabgabe	Ct. je kWh	4,54	3,74	7,22
Produzierendes Gewerbe	Ct. je kWh	3,73	2,86	6,84
Haushaltskunden	Ct. je kWh	5,36	4,87	7,79
Sonstige Endabnehmer	Ct. je kWh	4,56	3,65	6,87

1) Jahresdurchschnitt, Bevölkerungsfortschreibung auf der Basis des Zensus 2011, AK VGRdL, Berechnungsstand August 2022/Februar 2023. – 2) Wegen konzeptioneller und methodischer Umstellungen im Mikrozensus (siehe: <https://www.statistik-bw.de/DatenMelden/Mikrozensus/Hinweise.jsp>) sind Ergebnisse ab 2021 mit den Vorjahren nur eingeschränkt vergleichbar. – 3) Ohne Mehrwertsteuer und ohne Stromsteuererstattungen nach §10 Stromsteuergesetz. Einschließlich der Netznutzungsentgelte, der Stromsteuer, der Konzessionsabgaben sowie den Ausgleichsabgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz. – 4) Ohne Mehrwertsteuer, einschließlich der Netznutzungsentgelte und der Erdgassteuer.

Vorwiegende Heizenergie in zum Bau freigegebenen Wohngebäuden in Baden-Württemberg 2022



Abweichungen in den Summen durch Rundungen.

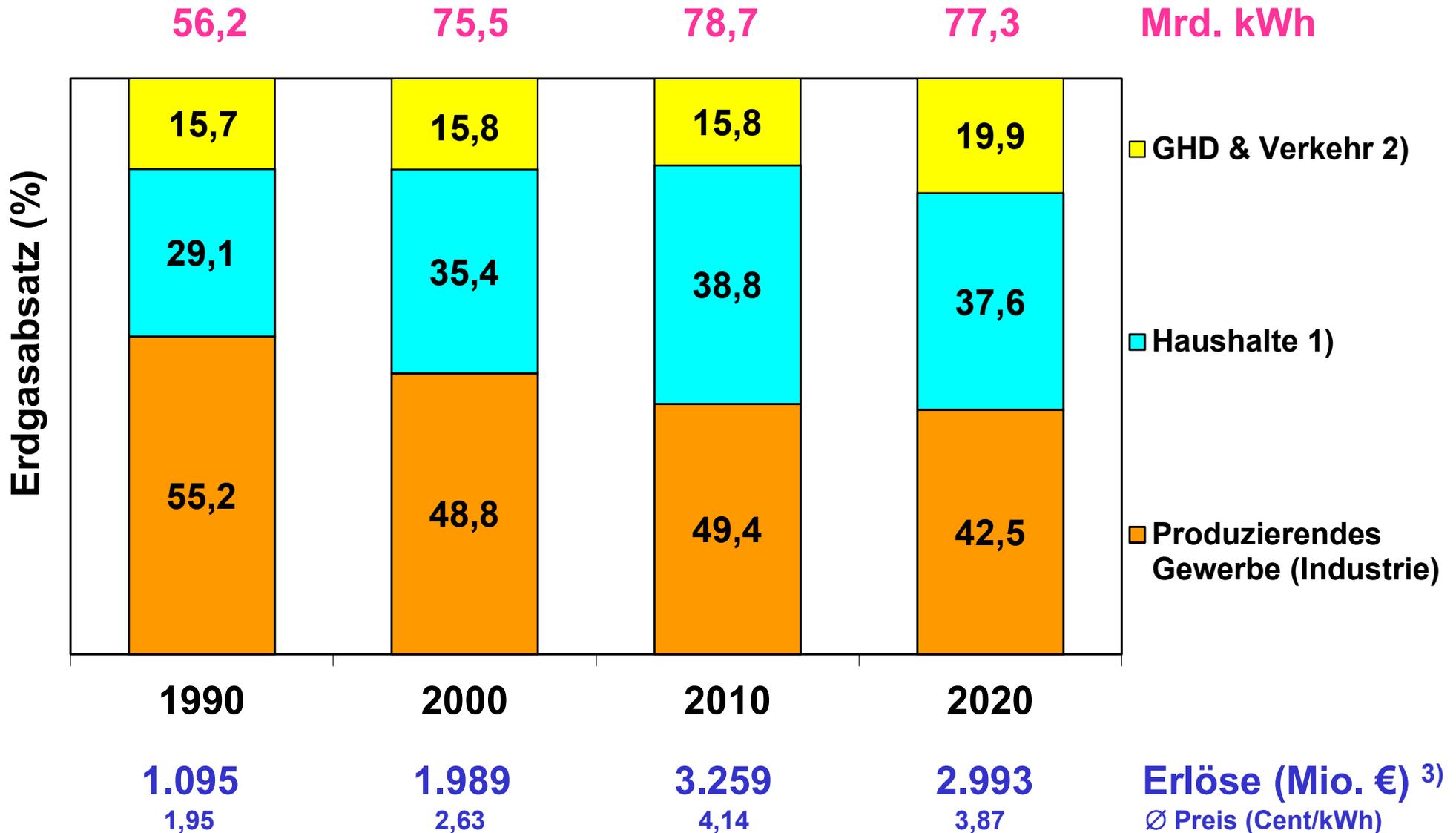
Datenquelle: Bautätigkeitsstatistiken.

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

564 23

Entwicklung Gasabsatz und Erlöse nach Verbrauchssektoren (Endabnehmer) in Baden-Württemberg 1990-2020 (1)

Jahr 2020: Gasabsatz 77.346 Mio. kWh; Veränderung 1990/2020 + 37,5%



Grafik Bouse 2022

1) Ab 2011 Haushaltskunden gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

2) GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher) sowie Verkehr

3) In den Erlösen sind die Netznutzungsentgelten und die Erdgassteuer nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz enthalten, jedoch nicht die Mehrwertsteuer.

Entwicklung der Durchschnittserlöse aus der Gasabgabe an Endabnehmer in Baden-Württemberg 1980/1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamte Durchschnittserlöse* 7,22 ct/kWh ohne MwSt

49. Durchschnittserlöse*) aus der Gasabgabe an Endabnehmer in Baden-Württemberg seit 1980

Endabnehmer	1980	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022
	ct/kWh ¹⁾									
Endabnehmer insgesamt	1,92	1,95	2,25	2,14	2,63	3,57	4,14	4,37	3,87	7,22
darunter										
Produzierendes Gewerbe ²⁾	1,46	1,48	1,76	1,62	2,04	2,77	3,45	3,50	2,84	6,84
Haushalte ³⁾	2,75	2,76	3,04	2,80	3,40	4,53	4,90	5,45	5,07	7,79
Sonstige Verbraucher ⁴⁾	1,96	2,07	2,32	2,17	2,75	3,74	4,05	4,27	3,79	6,87

*) In den Erlösen sind die Netznutzungsentgelte und die Erdgassteuer enthalten, jedoch nicht die Mehrwertsteuer. – 1) Bezogen auf den oberen Heizwert (Brennwert). – 2) Ohne Baugewerbe. – 3) Ab 2011 Haushaltskunden gemäß EnWG. – 4) Verkehr, öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Handel und Gewerbe.

Datenquelle: Jahrerhebung über Gasabsatz und Erlöse in der Gasversorgung.

Durchschnittserlöse* aus der Gasabgabe an Endabnehmer in den Bundesländern 2022 (3)

Durchschnittserlöse: Baden-Württemberg 7,22 ct/kWh, Deutschland 7,41 ct/kWh ohne MwSt

50. Durchschnittserlöse*) aus der Gasabgabe an Endabnehmer in den Bundesländern 2022				
Bundesland	Insgesamt	Produzierendes Gewerbe ¹⁾	Haushalte ²⁾	Sonstige Verbraucher ³⁾
	ct/kWh ⁴⁾			
Baden-Württemberg	7,22	6,84	7,79	6,87
Bayern	7,41	7,69	7,42	6,57
Berlin	9,25	10,35	8,17	6,34
Brandenburg	7,07	6,92	7,79	5,72
Bremen	7,76	7,93	6,92	8,92
Hamburg	8,01	10,09	6,96	6,68
Hessen	6,44	5,29	7,85	6,34
Mecklenburg-Vorpommern	6,14	5,07	7,44	6,32
Niedersachsen	6,62	6,00	7,57	5,79
Nordrhein-Westfalen	7,30	7,18	7,72	6,63
Rheinland-Pfalz	9,18	10,64	7,42	6,01
Saarland	6,36	6,22	7,52	4,50
Sachsen	6,94	6,59	7,55	6,63
Sachsen-Anhalt	9,00	9,62	8,03	6,80
Schleswig-Holstein	7,60	7,95	7,90	6,27
Thüringen	6,72	6,13	7,42	6,79
Deutschland	7,41	7,57	7,65	6,42

*) In den Erlösen sind die Netznutzungsentgelte und die Erdgassteuer enthalten, jedoch nicht die Mehrwertsteuer. – 1) Ohne Baugewerbe. – 2) Haushaltskunden gemäß EnWG. – 3) Verkehr, öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Handel und Gewerbe. – 4) Bezogen auf den oberen Heizwert (Brennwert).
Datenquelle: Statistisches Bundesamt. Eigene Berechnungen.

Entwicklung ausgewählte Energie-Verbraucherpreise in Deutschland 2000-2020 (1)

Energieträger	Energieinhalt Heizwert	Energie-Verbraucherpreise ¹⁾			
		2000		2020	
		Mengen- einheit	Energie- einheit Cent/kWh	Mengen- einheit	Energie- einheit Cent/kWh
Fernwärme – Haushalt ⁶⁾		13,39 €/GJ	4,8	23,94 €/GJ	8,6
Super-Benzin	9,1 kWh/l	102 Cent/l	11,2	143 Cent/l	15,7
Diesel	10,06 kWh/l	80 Cent/l	8,0	114 Cent/l	11,3
Heizöl EL – Haushalt - Industrie ⁷⁾	10,06 kWh/l	40,82 Cent/l 31,79 Cent/l	4,1 3,2*	50,12 Cent/l 36,13 Cent/l	5,0 3,6*
Erdgas - Haushalt ²⁾ - Industrie ³⁾	10,0 kWh/kWh	3,94 Cent/kWh 1,71 Cent/kWh*	3,9 1,7*	6,82 Cent/kWh 2,41 Cent/kWh*	6,8 2,4* (2019)
Kohle - Haushalt B-Briketts	5,4 kWh/kg	28,53 €/100 kg	5,3	31,83 €/100 kg	5,9 (2009)
Strom - Haushalte Tarif ⁴⁾ - Industrie ⁵⁾	1 kWh/1 kWh	14,9 Cent/kWh 4,4 Cent/kWh*	14,9 4,4*	32,18 Cent/kWh 11,15 Cent/kWh	32,2 11,2*

Umrechnungsbeispiele 2020: Superbenzin: 143 Ct/l / 9,1 kWh/l = 14,3 Ct/kWh; Fernwärme: 23,94 €/GJ = 2.394 Ct/GJ = 2.394 Ct/(1.000/3,6kWh) = 8,6 Ct/kWh

1) Verbraucherpreise mit /ohne* MwSt

2) Erdgas Haushalt: Bei einer Abnahmemenge von 1.600 kWh/Monat bzw. 19.200 kWh/Jahr; 3) Erdgas Industrie: Durchschnittserlöse

4) Strom Haushalt: Tarifabnehmer bei Abnahmemenge 325 kWh/Monat bzw. 3.900 kWh/Jahr; 5)

6) Fernwärme Haushalt: Für Mehrfamilienhäuser, Anschlussleistung 160 kW, Jahresnutzung 1.800 h

7) Heizöl Industrie: Lieferung von mind. 500 t/a a. d. Großhandel, ab Lager

Entwicklung der Durchschnittserlöse (Ø Energiepreise) von Energieträgern an Endabnehmer in Baden-Württemberg (BW) bzw. Deutschland (D) 1990-2020 (2)

Energieträger	Einheit	Energiepreise				Veränderung (%) 2010-2020
		1990	2000	2010	2020	
Erdgas BW* Ø	Cent/kWh	1,95	2,63	4,14	3,87	- 6,5
- Industrie		1,48	2,04	3,45	2,84	- 17,7
- Haushalte		2,76	3,40	4,90	5,07	+ 3,5
- GHD & Verkehr		2,07	2,75	4,05	3,79	- 6,4
Heizöl leicht D** 1)	Cent/l (Cent/kWh)	25,0 (2,5)	40,8 (4,1)	65,0 (6,5)	49,9 (5,0)	- 22,9
Fernwärme D** 2)	€/GJ (Cent/kWh)					
- Haushalte		11,86 (3,3)	13,39 (3,7)	21,38 (5,9)	23,94 (6,5)	+12,0
Strom BW* Ø	Cent/kWh	10,46	7,68	13,00	18,83	+ 44,8
- Industrie		8,68	5,39	10,29	14,11	+ 37,1
- Haushalt		11,09	10,68	17,66	26,41	+ 49,5
- GDH & Verkehr		12,60	8,47	12,51	17,65	+ 41,1
- Sonderabnehmer		9,01	5,76	10,68	14,74	+ 38,0
- Tarifabnehmer		12,37	10,60	17,66	25,55	+ 44,7
Kraftstoffe D**	Cent/l					
- Diesel		52,2	80,4	122,4	112,4	- 8,2
- Superbenzin		65,9	101,8	141,5	129,3	- 8,6

Achtung: * Preise ohne MwSt bei Erdgas und Strom

** Preise mit MwSt bei Fernwärme, Heizöl und Kraftstoffe

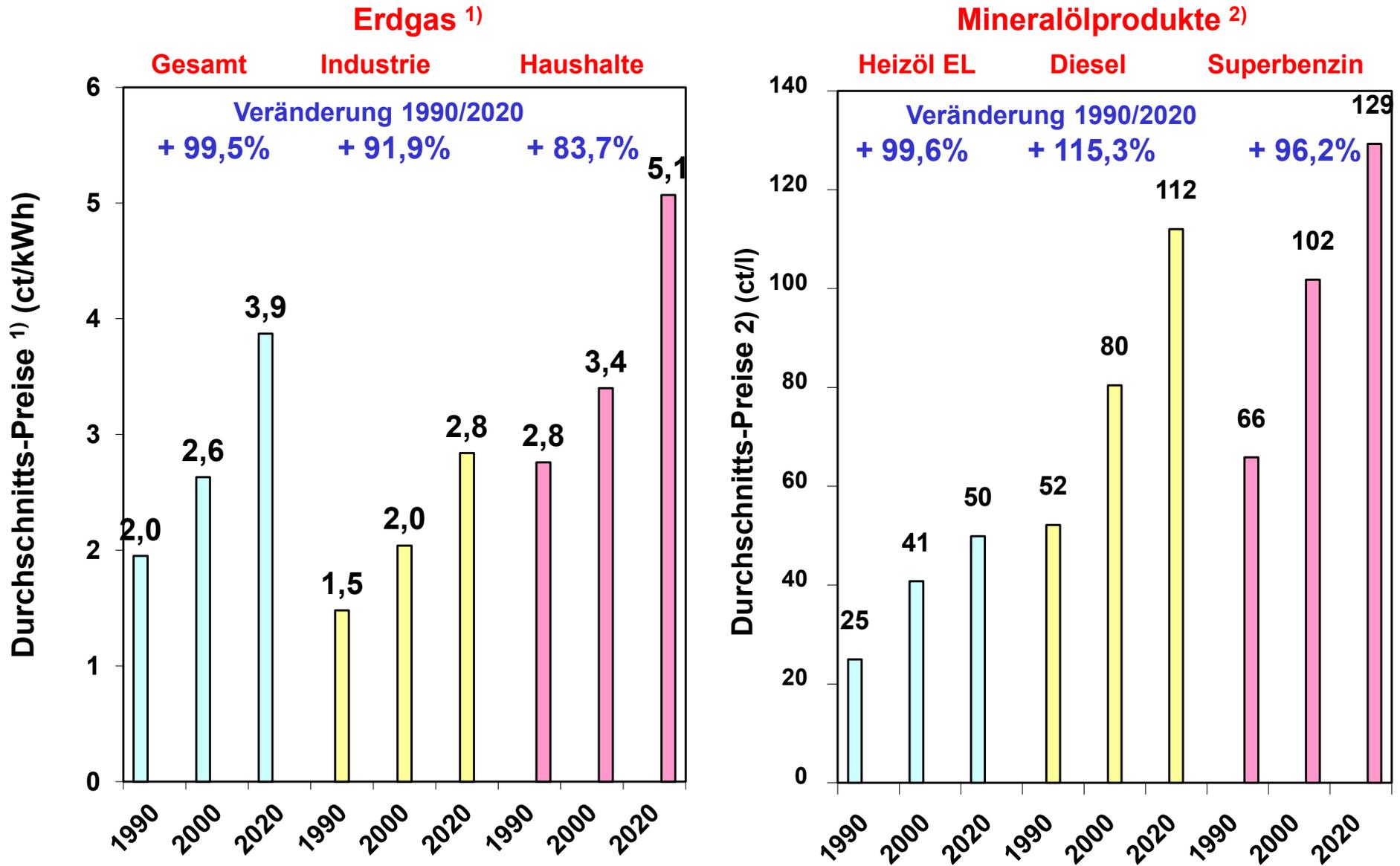
1) Heizöl EL: Abnahme 5.000 l bis 1991 / Abnahme 3000 l ab 1992

2) Jahr 1991 anstelle 1990

Quellen: Stat. LA BW 10/2022; MWV-Jahresbericht – Mineralölzahlen 201, S 77; BMWI- Energiedaten, Tab. 26, 9/2022

Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2022, Tab. 47-52, 10/2022

Entwicklung der Durchschnittserlöse (Ø Energiepreise) von Erdgas und Mineralölprodukte an Endabnehmer in Baden-Württemberg bzw. Deutschland 1990-2020 (3)



1) Erdgaspreise ohne MwSt bezogen auf den oberen Heizwert (Brennwert) in Baden-Württemberg

2) Mineralölproduktpreise ohne MwSt, Heizöl und Kraftstoffe mit MwSt in Deutschland

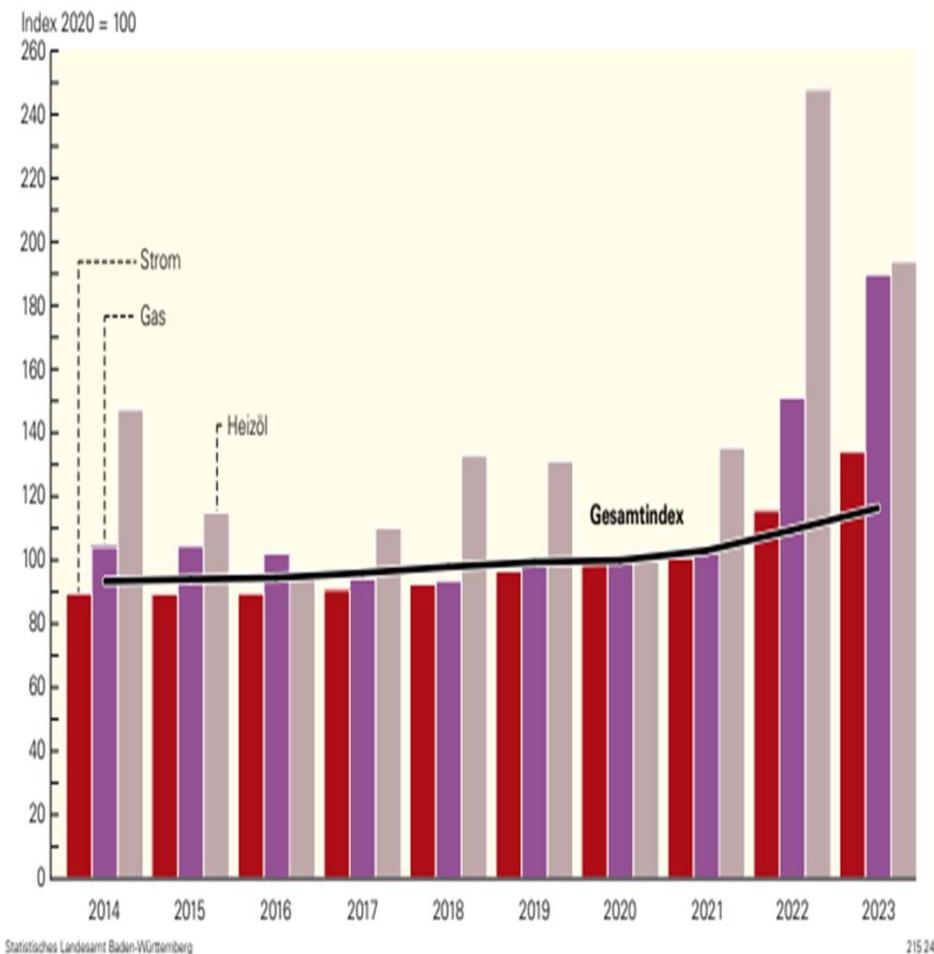
Verbraucherpreisindex nach ausgewählten Energiepreisindizes Strom, Gas und Heizöl für Baden-Württemberg 2014-2023

Jahr 2023:

Insgesamt 116,4; Energiepreise Gas 189,8, Strom 134,1, Heizöl 193,9 bei Index (2020 = 100)

53. Verbraucherpreisindex für Baden-Württemberg seit 2014*)
nach ausgewählten Energiepreisindizes

Gegenstand der Nachweisung	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	Index (2020 = 100)									
Strom	89,6	89,5	89,6	90,7	92,5	96,7	100	100,7	115,6	134,1
Gas	104,2	104,4	102,1	94,2	93,6	98,5	100	102,4	151,1	189,8
Heizöl	147,4	115,0	95,5	110,2	133,0	131,2	100	135,4	247,8	193,9
Verbraucherpreisindex insgesamt	93,4	94,0	94,5	96,0	97,9	99,4	100	103,0	109,5	116,4
	Veränderung zum Vorjahr in %									
Strom	+2,5	-0,1	+0,1	+1,2	+2,0	+4,5	+3,4	+0,7	+14,8	+16,0
Gas	+0,4	+0,2	-2,2	-7,7	-0,6	+5,2	+1,5	+2,4	+47,6	+25,6
Heizöl	-7,7	-22,0	-17,0	+15,4	+20,7	-1,4	-23,8	+35,4	+83,0	-21,8
Verbraucherpreisindex insgesamt	+0,9	+0,6	+0,5	+1,6	+2,0	+1,5	+0,6	+3,0	+6,3	+6,3



*) Jahresdurchschnitt; arithmetisches Mittel aus den 12 Monatsergebnissen.

Datenquelle: Verbraucherpreisindizes für Baden-Württemberg.

* Jahresdurchschnitt ; arithmetisches Mittel aus den 12 Monatsergebnissen

Quellen: Verbraucherpreisindizes für Baden-Württemberg aus Stat. LA BW + UM BW – Energiebericht 2024, 17/2024

Steuern und Abgaben bei Gaspreisen in Baden-Württemberg, Stand Mai 2022 (1)

Erdgassteuer

Die Erdgassteuer stellt eine Verbrauchssteuer dar, die im Nettoarbeitspreis enthalten ist. Gemäß dem Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534) wird die Erdgassteuer in der jeweils gesetzlich festgelegten Höhe berechnet, die seit dem 1. Januar 2003 (Regelsteuersatz) 0,55 Cent/kWh netto (0,65 Cent/kWh brutto) beträgt.

Konzessionsabgabe

Im Gaspreis ist ein mit den Gemeinden vertraglich vereinbartes Entgelt für die Benutzung der öffentlichen Verkehrswege zur Verlegung und zum Betrieb der Leitungen (Konzessionsabgabe) enthalten.

Gemäß der „Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (KAV)“ vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12.407), zuletzt geändert durch Art. 3 der Verordnung zum Erlass von Regelungen des Netzanschlusses von Letztverbrauchern in Niederspannung und Niederdruck vom 1.11.2006 (BGBl. I S. 2477) beträgt die Konzessionsabgabe für die Gaslieferung an Tarifkunden höchstens:

- in Gemeinden	bis 25.000 Einwohner	0,22 Cent/kWh
- in Gemeinden über	25.000 bis 100.000 Einwohner	0,27 Cent/kWh
- in Gemeinden über	100.000 bis 500.000 Einwohner	0,33 Cent/kWh
- in Gemeinden über	500.000 Einwohner	0,40 Cent/kWh

Vereinbarungen mit Gemeinden, wonach keine oder niedrige Konzessionsabgaben zu zahlen sind, haben Vorrang.

Durchschnitts-Konzessionsabgabe in BW k.A. Cent/kWh.

Netzentgelte

Der Anteil der Netzentgelte am Gasendpreis beträgt ca.16 %. Diese Netzentgelte setzen sich zusammen aus den Netzentgelten im engeren Sinn sowie den Entgelten für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung.

Umsatzsteuer bzw. Mehrwertsteuer

Zusätzlich zum Gasentgelt wird die Umsatzsteuer in der jeweiligen gesetzlich festgelegten Höhe - **derzeit 19%** - in Rechnung gestellt.

Preisübersicht aktuelle Gasendpreise der Gasversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg, Stand 10/2020 (2)

Überblick über den Bereich Gas

Aus rechtlicher Sicht ist ein Tätigwerden der Kartellbehörde bei der Gaslieferung an Letztverbraucher im Regelfall nicht mehr zulässig. Da nach der räumlichen Marktabgrenzung nicht mehr von regionalen, dem Netzgebiet entsprechenden, Gasversorgungsmärkten auszugehen ist, sondern von einem bundesweiten Gashaushaltskundenversorgungsmarkt, bei dem der einzelne Gasversorger, auch wenn er mit einem Gasnetzbetreiber gesellschaftsrechtlich verbunden und zugleich Grundversorger ist, eben bundesweit gesehen nach Ansicht der EKartB BW keine marktbeherrschende bzw. marktstarke Stellung mehr hat.

Eine Unterscheidung zwischen regionalem Gasgrundversorgungsmarkt und der damit verbundenen marktbeherrschenden Stellung des Grundversorgers einerseits und einem bundesweiten Sondervertragsmarkt andererseits nimmt die Energiekartellbehörde Baden-Württemberg, abgesehen von besonderen Fallkonstellationen wie etwa der Ersatzversorgung nicht vor. Es wird damit im Wesentlichen von einem einheitlichen bundesweiten Markt ausgegangen, bei dem auch die HuK-Kunden (Haushalts- oder Kleingewerbekunden, wenn der Jahresverbrauch bei Kleingewerbekunden 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigt) aus einer ausreichenden Anzahl an überregional tätigen Anbietern auswählen können.

Netzentgelte

Der Anteil der Netzentgelte (netto) am HuK-Gasendpreis (Haushaltskunden Grundversorgung) beträgt, in Abhängigkeit vom Abnahmefall, dem Gasendpreis (ohne MwSt.) und den örtlichen Netzentgelten im Regelfall ungefähr ca. 15 - 20 %. Die Netzentgelte setzen sich zusammen aus den Netzentgelten im engeren Sinn sowie den Entgelten für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung. Die Netzentgelte im engeren Sinn werden für die Nutzung des Gasnetzes seitens der Gasnetzbetreiber erhoben. Für den Messstellenbetrieb und die Messung kann der (Netz-)Kunde inzwischen auch einen Dritten beauftragen. Die Entgelte für Abrechnung fallen für die kaufmännische Bearbeitung der Zählerdaten sowie die Beibringung fälliger Entgelte an.

Die LRegB ist für die Regulierung von ca. 100 Gasnetzbetreibern im Lande zuständig. Hierzu gibt die LRegB den Netzbetreibern nach den Regelungen der Anreizregulierungsverordnung kalenderjährliche Erlösobergrenzen vor. Aus diesen Erlösobergrenzen müssen die Netzbetreiber entsprechend der Gasnetzentgeltverordnung ihre Netzentgelte bilden.

Anteile der einzelnen Gaspreisbestandteile beim Bruttogaspreis für Haushaltskunden in Deutschland, Stand 1. April 2023 (3)

Bruttogaspreis 14,80 ct/kWh

Für die Darstellung des synthetischen Gesamtpreises über alle Vertragskategorien zum Stichtag 1. April 2023 wurde das Band II gewählt, da es den Verbrauchsbereich ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) umfasst und somit den deutschen Durchschnittsverbrauch der Haushaltskunden von 20.000 kWh am besten abbildet.

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Preisstand 1. April 2023 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,78	12,0%
Entgelt für Messung	0,04	0,3%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	0,5%
Konzessionsabgabe	0,08	0,5%
CO ₂ -Abgabe	0,5461	3,7%
Derzeitige Gassteuer	0,55	3,7%
Umsatzsteuer ^[1]	0,96	6,5%
Energiebeschaffung	8,30	56,1%
Vertrieb und Marge	2,47	16,7%
Gesamt	14,80	100,0%

[1] Umsatzsteuersatz 7 % - befristete Absenkung bis 31. März 2024

Tabelle 96: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

* Angaben in Prozent des Bruttogaspreises

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Stand 31.12.2022)

Menge und Verteilung

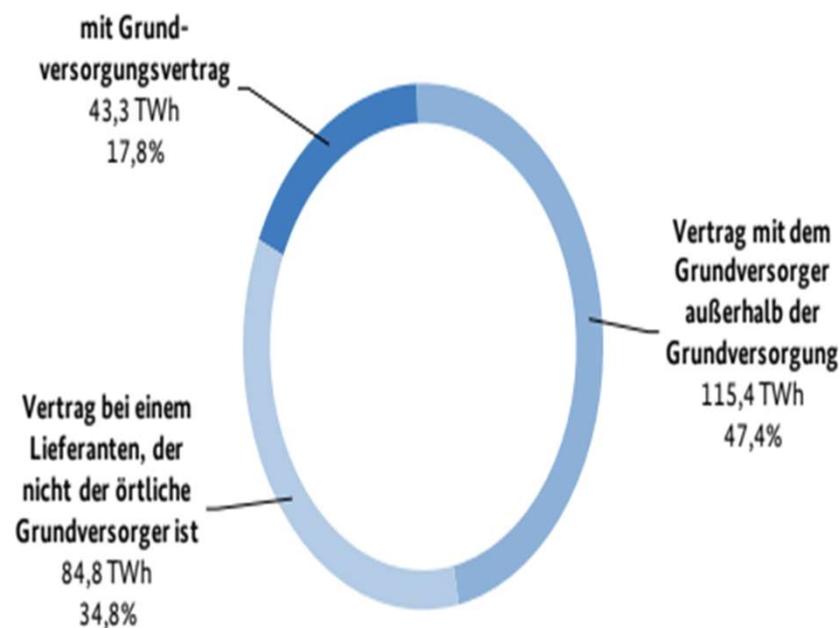


Abbildung 151: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge - Stand 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Mehrwertsteuer 19% (Anteil vom Bruttogaspreis 15,9%)

Gaspreise und Bestandteile für verschiedene Verbrauchergruppen in Baden-Württemberg zum Stichtag 1. April 2018 (4)

Bezugsmengen: Haushalte: 5.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a; Industrie: 116 GWh/a

Gaspreisbestandteile nach Verbrauchergruppen in ct/kWh

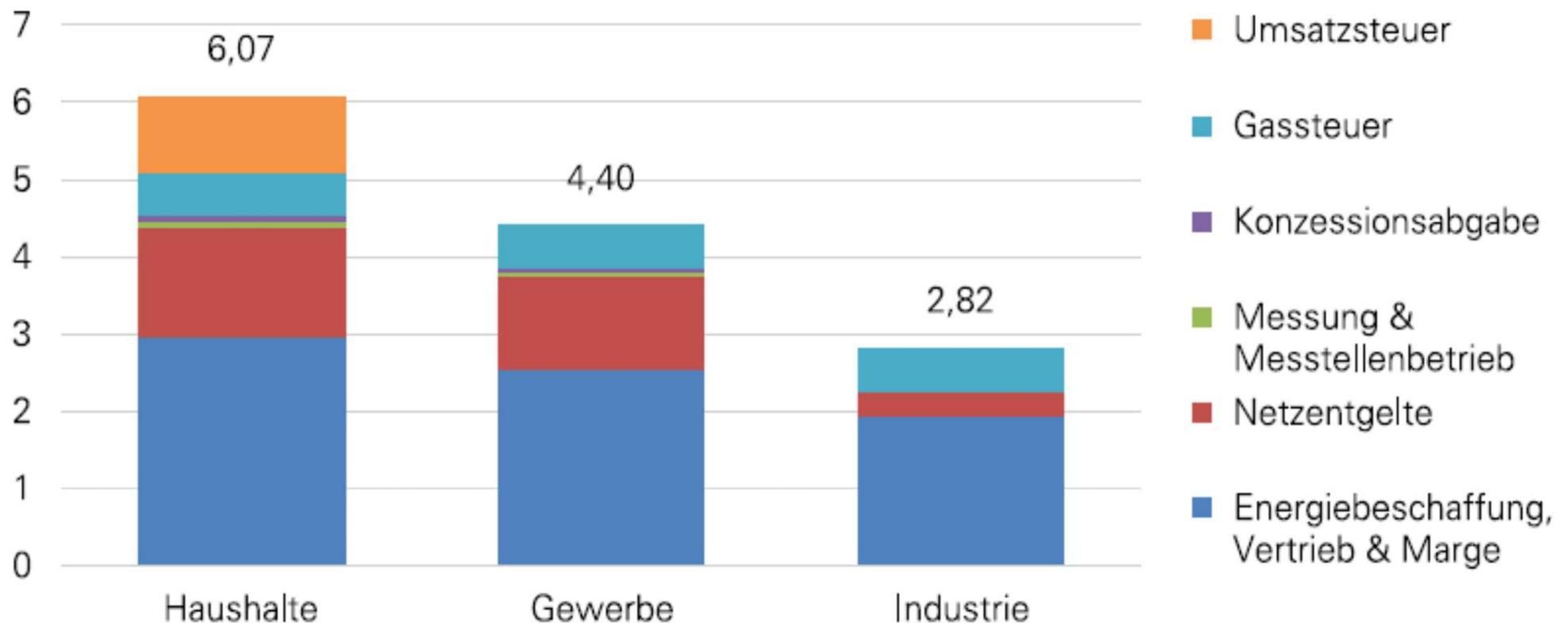


Abbildung 30: Gaspreise und Bestandteile für verschiedene Verbrauchergruppen zum Stichtag 1. April 2018 (Haushalte: 5.556 kWh/a; Gewerbe: 116 MWh/a). Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [59].

Preisübersicht EnBW ErdgasPlus Grundversorgung und Ersatzversorgung ohne Lastgangmessung ab 1. Juli 2022

Für die Bedarfsart Haushalte

Die Preise gelten auch für die Bedarfsarten Gewerbe, beruflicher und sonstiger Bedarf bis 10.000 kWh/Jahr

EnBW ErdgasPlus	Einheit	Netto ^{2,3}	Brutto ^{1,3}
Verbrauchspreis	Cent/kWh	9,04	10,76
Grundpreis	€/Monat	7,59	9,03
Beispiel Durchschnitts-Gaspreise Haushalte einschließlich Heizung + Warmwasser 20.000 kWh/Jahr	€/Jahr	1.971,08	2.260,36
	Cent/kWh	9,9	11,3

1) Bruttopreise enthalten die gesetzliche MwSt. mit 19% und die sonstigen zurzeit anfallenden Steuern und Abgaben einschließlich der Stromsteuer

2) Nettopreise zuzüglich gesetzliche MwSt von 19% sowie folgende Umlagen:

- Konzessionsabgabe nach der Konzessionsabgabenverordnung (KAV). Folgende Höchstbeträge werden direkt an die versorgten Städte und Gemeinden entrichtet:
0,22/ 0,27/ 0,33/ 0,40 Cent/kWh je nach Einwohner bis 25.000 / über 25.000 bis 100.000 / über 100.000 bis 500.000 / über 500.000

3) Energiesteuer (Regelsteuersatz) Netto 0,55 Cent/kWh Cent/kWh (Brutto 0,65 Cent/kWh).

Preisübersicht Erdgas zur Grundversorgung für Haushalts- und Gewerbekunden der Stadtwerke Radolfzell, gültig ab 1. Januar 2022 ¹⁻³⁾

Benennung	Einheit	Preise*	
		Netto	Brutto**
Grundversorgungstarif ¹⁾			
Grundpreis	Jahresverbrauch	€/Monat	
- bis 2.000 kWh	Tarif GV 1		
- bis 10.000 kWh	Tarif GV 2		
- ab 10.000 kWh	Tarif GV 3 / SV Gewerbe		
bis zur Nennwärmebelastung von		15 kW ³⁾	15 kW ³⁾
		1,50	1,78
		5,08	6,04
		10,08	11,99
Arbeitspreise ¹⁾			
	Jahresverbrauch	Cent/kWh	
- bis 2.000 kWh	Tarif GV 1		
- bis 10.000 kWh	Tarif GV 2		
- ab 10.000 kWh	Tarif GV 3 / SV Gewerbe		
		10,18	12,12
		8,03	9,56
		9,44	9,85
Brutto-Jahreskosten für ausgewählte Jahresverbräuche 2.000 / 4.000 / 18.000 / 60.000 kWh = 264 / 455/ 1.917 / 6.054 €			
Brutto-Durchschnittspreise für ausgewählte Jahresverbräuche 2.000 / 4.000 / 18.000 / 60.000 kWh ²⁾			
- Haushalt - Kochen	2.000 kWh	Cent/kWh	
- Haushalt - Kochen - Warmwasser	4.000 kWh		
- Haushalt - Kochen - Warmwasser - Heizung	18 000 kWh		
- Gewerbebetrieb	60 000 kWh		
		11,1	13,2
		9,6	11,4
		8,9	10,6
		8,5	10,1

* Der Erdgaspreis setzt sich aus einem Grund- und Arbeitspreis zusammen

** Bruttopreise enthält MwSt von 19%

Im Nettopreis der Grundversorgung sind enthalten:

Erdgassteuer 0,55/ct/kWh (Brutto 0,65 ct/kWh) und die Konzessionsabgabe – Wegenutzungsentgelt an die Gemeinde 0,27 ct/kWh. Darüber hinaus sind in dem Nettopreis das Entgelt für die Energielieferung, sowie die vom Netzbetreiber in Rechnung gestellten Netzentgelte, Entgelt für den Messstellenbetrieb und Messung enthalten.

1) Für Kunden mit Haushaltsbedarf ist der Grundversorgungstarif GV 3 nicht auf einen maximalen Jahresbedarf begrenzt. Der Tarif SV-Gewerbe kommt nur bei Gewerbekunden zur Anwendung, die keinen Sondertarif SWR Regio Gas, Stufe 1-5 abgeschlossen haben und deren jährlicher Gasbezug größer als 10.000 kWh ist.

2) Brutto-Durchschnittspreise enthalten Arbeits- und Grundpreise

Berechnungsbeispiel für 18 000 kWh Jahresverbrauch mit Heizung (18.000 kWh x 9,85 Ct/kWh/100 + 11,99 € x 12 Mo = **1.916,88 €/Jahr** /18.000 kWh/Jahr = **10,6 Ct/kWh Brutto**)

3) Jedes weitere kW Nennwärmebelastung 0,55 / 0,59 €/Monat Netto / Brutto

4) Preise für Zusatzzähler auf Anfrage

Energie & Wirtschaft, Energieeffizienz

Entwicklung Endenergieproduktivität in Baden-Württemberg und Deutschland 1991-2022

Endenergieproduktivität in jeweiligen Preisen $EP_{GW} = \text{BIP nom.} / \text{EEV}$ bzw. Indexangaben $\text{BIP real 2015} / \text{EEV}^*$

Jahr 2022 BW: 581 €/GJ

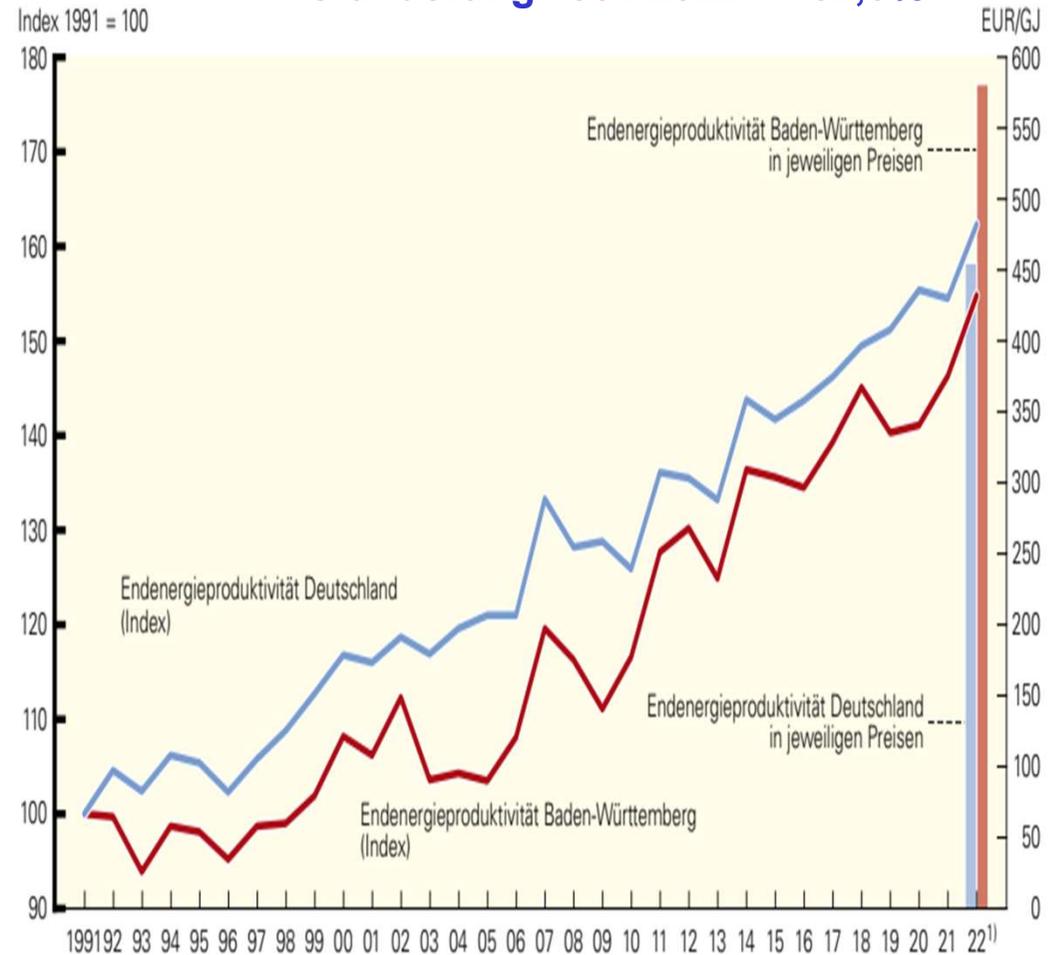
Veränderung 1991/2022 + 154,8%

Jahr 2022 D: 455 €/GJ

Veränderung 1991/2022 + 162,3%

I-3 Endenergieproduktivität*) in Baden-Württemberg und Deutschland seit 1991

Gegenstand der Nachweisung	Einheit	1991	2000	2005	2010	2015	2020	2022 ¹⁾
Endenergieverbrauch Baden-Württemberg	TJ 1991 = 100	1 030 789	1 062 956	1 144 569	1 092 947	1 051 027	1 024 740	992 197
Bruttoinlandsprodukt Baden-Württemberg ²⁾	Mill. EUR 1991 = 100	X	X	X	X	X	X	576 128
Endenergieproduktivität Baden-Württemberg ²⁾	EUR/GJ 1991 = 100	X	X	X	X	X	X	581
Endenergieverbrauch Deutschland	TJ 1991 = 100	9 365 747	9 234 576	9 153 482	9 333 676	9 013 701	8 471 463	8 517 234
Bruttoinlandsprodukt Deutschland ²⁾	Mill. EUR 1991 = 100	X	X	X	X	X	X	3 876 810
Endenergieproduktivität Deutschland ²⁾	EUR/GJ 1991 = 100	X	X	X	X	X	X	455



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

207 24

*) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Endenergieverbrauch. – 1) Vorläufige Ergebnisse. – 2) Bezugsgröße für Angaben in Mill. EUR und EUR/GJ: Bruttoinlandsprodukt in jeweiligen Preisen; für Angaben Index: Bruttoinlandsprodukt preisbereinigt, verkettet; AK VGRdL, jeweils Berechnungsstand August 2023/Februar 2024, eigene Berechnungen.

Datenquellen: Energiebilanzen für Baden-Württemberg. Für Deutschland: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berechnungsstand: April 2024.

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024; Energieeinheiten: 1 PJ = 0,2778 TWh (Mrd. kWh) = 1/3,6 TWh (Mrd. kWh); Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: BW 11,2 Mio., D 83,8 Mio.

Quelle: Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024

Entwicklung Beschäftigte, Umsatz und Investitionen in der Energie- und Stromversorgung in Baden-Württemberg 2003-2021 (1)

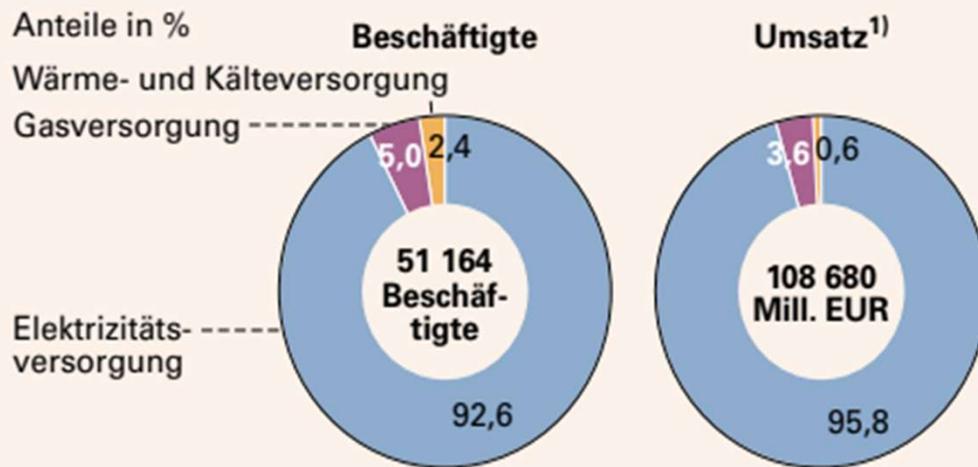
Jahr 2021: Beschäftigte 51.164, Umsatz 108.680 Mio. € (108,7 Mrd. €)
 davon Anteil Gasversorgung - Beschäftigte 5,0%, Umsatz 3,6%

Beschäftigte, Umsatz und Investitionen

35 % der Investitionen in der Elektrizitätsversorgung flossen 2021 in Leitungsnetze.

Investitionen in der Elektrizitätsversorgung knapp 1,6 Mrd. €

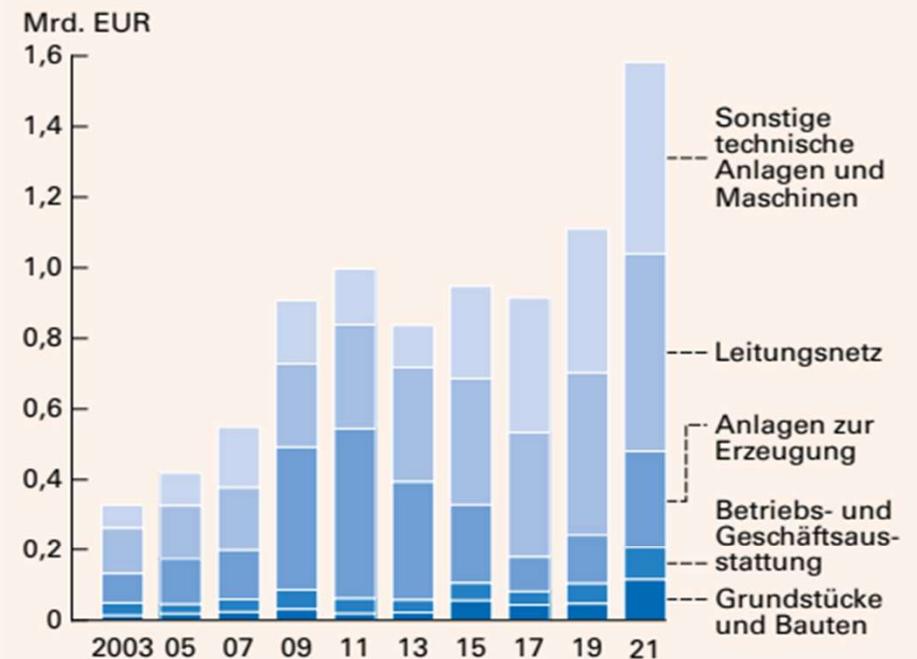
Beschäftigte und Umsatz in der Energieversorgung 2021*)



*) Unternehmen der Energieversorgung mit Sitz in Baden-Württemberg, einschließlich Niederlassungen in anderen Bundesländern (Zuordnung gemäß Sitz des Unternehmens). Zuordnung nach wirtschaftlichem Schwerpunkt. Gesamtdatenbestand der Unternehmen. Für den Teil der Unternehmen, der unterhalb der Abschneidegrenze für eine Auskunftspflicht liegt, werden die Erhebungsmerkmale vom Statistischen Bundesamt geschätzt. – 1) Ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, Erdgassteuer.

Datenquelle: Kostenstrukturerhebung bei Unternehmen der Energieversorgung, Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung, Beseitigung von Umweltverschmutzungen.

Investitionen in der Elektrizitätsversorgung*)



*) Unternehmen der Energie- und Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung, Beseitigung von Umweltverschmutzungen mit Sitz in Baden-Württemberg, einschließlich Niederlassungen in anderen Bundesländern. Angaben gemäß fachlicher Unternehmensteile.

Datenquelle: Investitionserhebung bei Unternehmen der Energieversorgung, Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung, Beseitigung von Umweltverschmutzungen.

Entwicklung Umsatz und Beschäftigte in der Energieversorgung in Baden-Württemberg und Deutschland 2016-2021 (2)

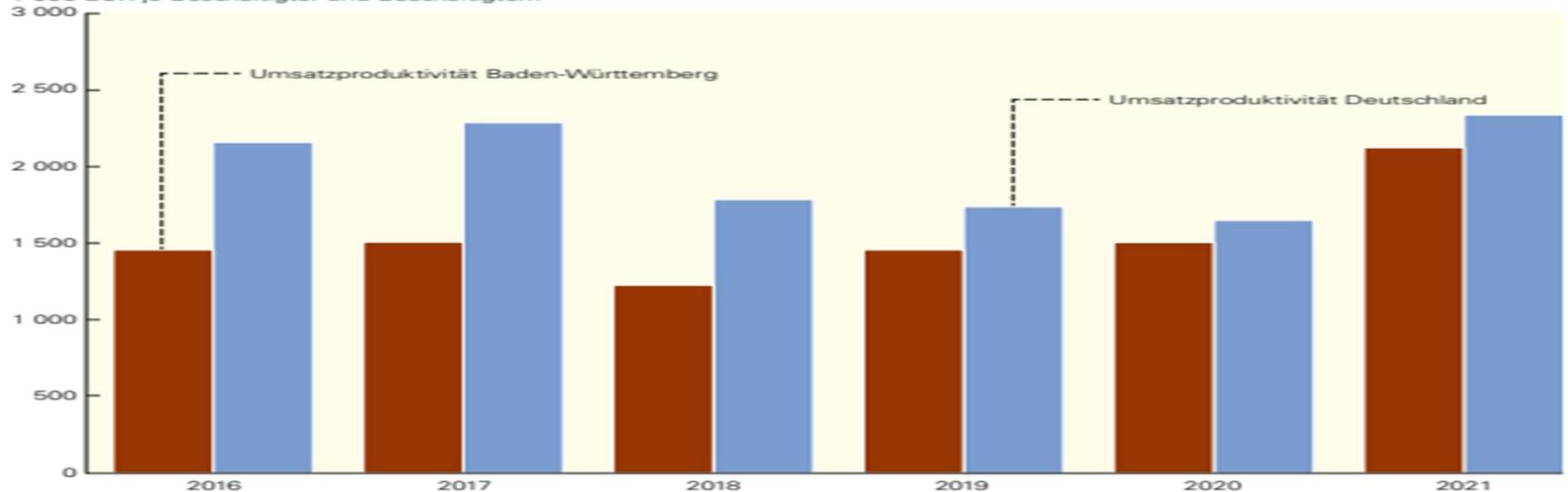
Jahr 2021 BW: 108,7 Mrd. € Umsatz, Beschäftigte 51.164,
U-Produktivität 2,1 Mio. €/Beschäftigte

Jahr 2021: 830,5 Mrd. € Umsatz, Beschäftigte 355.240
U-Produktivität 2,3 Mio. €/Beschäftigte

56. Umsatz und Beschäftigte in der Energieversorgung*) in Baden-Württemberg und Deutschland seit 2016

Jahr	Land	Umsatz ¹⁾		Beschäftigte ¹⁾		Umsatzproduktivität (Umsatz je Beschäftigter und Beschäftigtem)	
		insgesamt	Veränderung gegenüber Vorjahr	insgesamt	Veränderung gegenüber Vorjahr	insgesamt	Veränderung gegenüber Vorjahr
		1 000 EUR	%	Anzahl	%	1 000 EUR	%
2016	Baden-Württemberg	47 580 437	-8,5	32 649	+0,9	1 457	-9,4
	Deutschland	491 910 000	-8,5	227 843	+1,4	2 159	-9,8
2017	Baden-Württemberg	49 522 389	+4,1	32 845	+0,6	1 508	+3,5
	Deutschland	536 535 000	+9,1	234 461	+2,9	2 288	+6,0
2018	Baden-Württemberg	60 482 760	X	49 311	X	1 227	X
	Deutschland	625 028 000	X	350 268	X	1 784	X
2019	Baden-Württemberg	74 555 737	+23,3	51 148	+3,7	1 458	+18,8
	Deutschland	630 853 000	+0,9	362 720	+3,6	1 739	-2,5
2020	Baden-Württemberg	74 936 412	+0,5	49 794	-2,6	1 505	+3,2
	Deutschland	586 044 000	-7,1	355 559	-2,0	1 648	-5,2
2021	Baden-Württemberg	108 680 203	+45,0	51 164	+2,8	2 124	+41,1
	Deutschland	830 453 000	+41,7	355 240	-0,1	2 338	+41,8

1 000 EUR je Beschäftigter und Beschäftigtem



Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

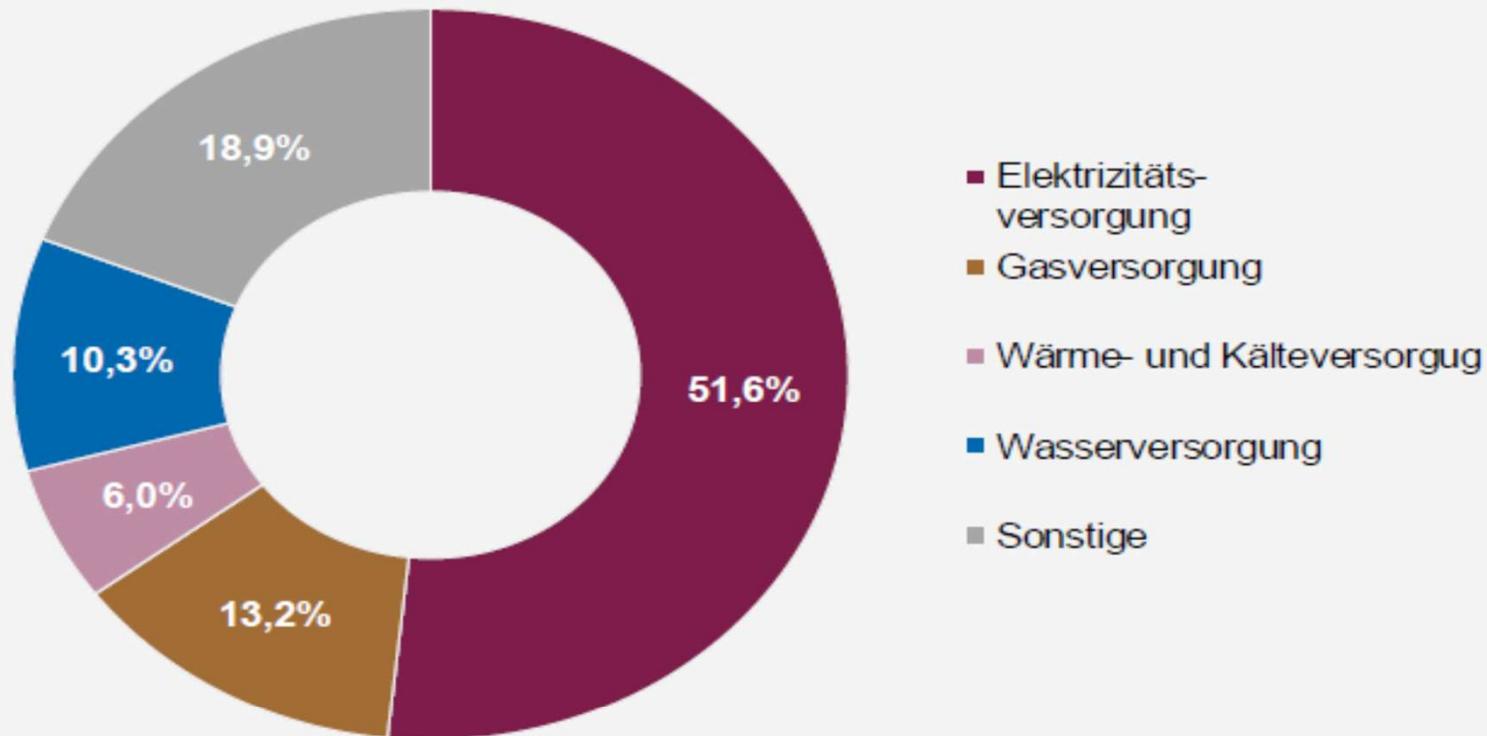
228 24

*) Wirtschaftsabschnitt D, Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008. Zuordnung nach wirtschaftlichem Schwerpunkt. Ab 2018: Gesamtdatenbestand der Unternehmen. Für den Teil der Unternehmen, der unterhalb der Abschnidegrenze für eine Auskunftspflicht liegt, werden die Erhebungsmerkmale vom Statistischen Bundesamt geschätzt. Ein Vergleich der Daten für 2018 mit den Vorjahren ist daher nicht möglich. – 1) Ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, Erdgassteuer. Ergebnisse für Baden-Württemberg enthalten Umsätze und Beschäftigte der Betriebsstätten in anderen Bundesländern (Zuordnung gemäß Sitz des Unternehmens).

Datenquelle: Kostenstrukturerhebung bei Unternehmen der Energieversorgung, Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung, Beseitigung von Umweltverschmutzungen.

Beschäftigte der Energie- und Wasserversorgungsunternehmen Baden-Württembergs, Stand 12/2018 (3)

Beschäftigte der Energie- und Wasserversorgungsunternehmen* Baden-Württembergs



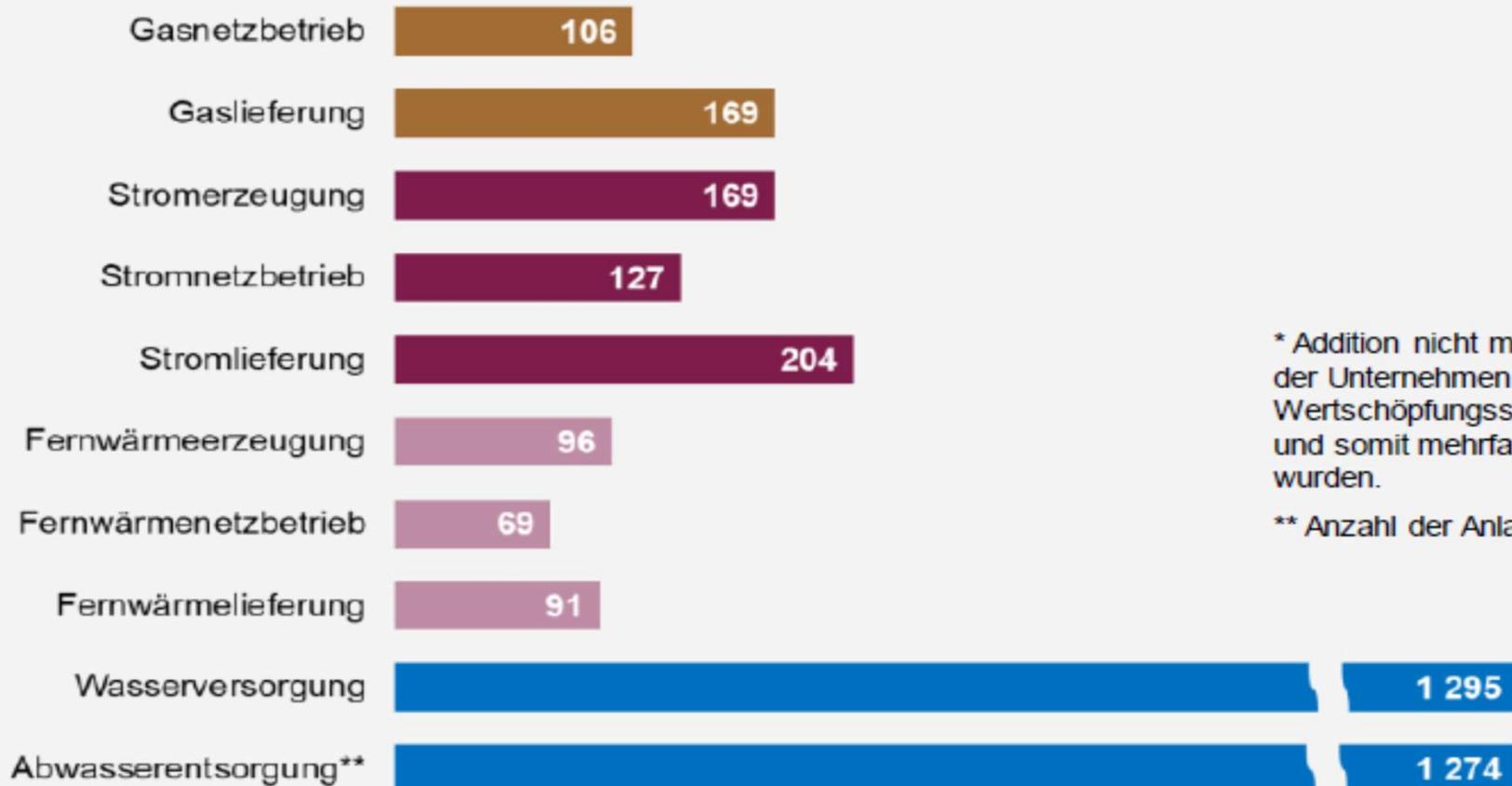
* Betriebe von Unternehmen der Energie- und Wasserversorgung mit 20 Beschäftigten und mehr sowie Betriebe der Energie- und Wasserversorgung mit 20 Beschäftigten und mehr von Unternehmen außerhalb des Produzierenden Gewerbes

Quelle: Destatis (Stand: 12/2018)

Gasversorger, Gasnetze und Gasspeicher

Energie- und Wasserversorger mit Sitz in Baden-Württemberg

Zahl der in den einzelnen Marktbereichen aktiven Unternehmen*



* Addition nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.

** Anzahl der Anlagen

Quellen: BDEW, Destatis; Stand: Energie 07/2019; Wasser/Abwasser 2016

Netzkennzahlen Baden-Württemberg

Netzlängen der Energie- und Wasserversorger in Kilometern

Gasverteilnetzbetreiber	2007	2017
Niederdrucknetz	15 874	18 023
Mitteldrucknetz	14 444	17 317
Hochdrucknetz	9 285	10 361
Rohrnetzlänge gesamt	39 603	45 701
Stromverteilnetzbetreiber	2007	2017
Niederspannung	124 384	143 535
Mittelspannung	53 614	60 426
Hochspannung	8 853	9 820
Stromkreislänge gesamt	186 851	213 781
Wärme- und Kältenetzbetreiber	2007	2017
Wassernetze	1 572	1 996
Dampfnetze	101	94
Kältenetze	13	22
Trassenlänge gesamt	1 686	2 112
Trinkwassernetz	2006	2015
	33 965	34 190
Abwasserkanäle	2007	2016
	69 680	104 644

• keine Angaben

Quellen: BDEW, AGFW, Destatis

Grundsätzliches zu den Versorgungsgebieten der Verteilnetzbetreiber Gas in Baden-Württemberg, Stand 2015 (1)

Verteilnetzbetreiber Gas

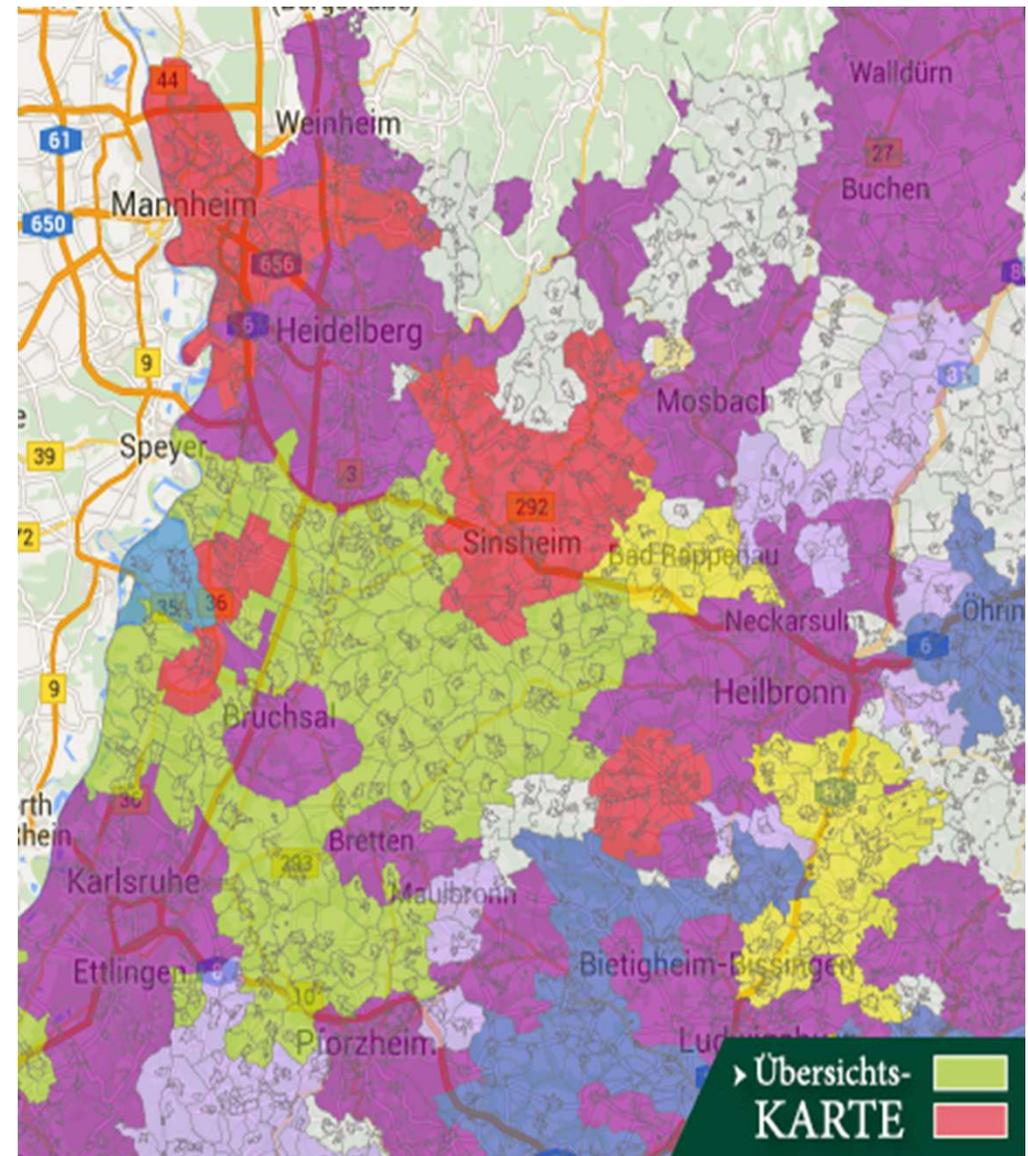
Das Kartenangebot des Energieatlas beinhaltet die Versorgungsgebiete der Verteilnetzbetreiber für Gas in Baden-Württemberg. Aus den Karten ergeben sich die geografischen Abgrenzungen der Versorgungsgebiete und aus den Objektinformationen die Kontaktdaten der jeweiligen Netzbetreiber.

In der Karte der Gasnetze sind die Versorgungsgebiete der Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg dargestellt. Die Daten stammen von der Firma ene't GmbH und beziehen sich auf die Niederdruckebene. Das Niederdrucknetz bildet die unterste Stufe des Gasnetzes und verteilt das Gas an die Endverbraucher.

Aus den auf Hausnummernebene vorliegenden Datensätzen wurden Gebiete mit den dort jeweils zuständigen Netzbetreibern erstellt. Kleinste Einheiten in der Karte bilden Ortslagen und Gemarkungen. Zusammenhängende Gebiete mit demselben Netzbetreiber wurden zusammengefasst und einheitlich eingefärbt. Es gibt einige Gebiete, innerhalb derer eine Grenze der Versorgungsgebiete verschiedener Netzbetreiber verläuft. In diesen Fällen wird jeweils der überwiegende Netzbetreiber als primärer Netzbetreiber genannt, weitere Netzbetreiber werden zusätzlich aufgelistet.

Per Mausklick auf ein ausgewähltes Gebiet wird die Adresse des dort zuständigen Verteilnetzbetreibers angezeigt.

Übersichtskarte Verteilnetzbetreiber Gas (Auszug)



Grundsätzliches zu den Versorgungsgebieten der Verteilnetzbetreiber Gas in Baden-Württemberg, Stand 2015 (2)

Hintergrundinformationen

Die Karten der Versorgungsgebiete der Strom- und Gas-Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg sind bunt, denn die Verteilung von Strom und Gas zum Endverbraucher erfolgt in der Regel durch regionale Gesellschaften. Die wesentlichen gesetzlichen Regelungen finden sich im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie in der Verordnung über den Zugang zu **Stromnetzen (Stromnetz Zugangsverordnung StromNZV)** und der Verordnung über den Zugang zu **Gasnetzen (Gasnetz Zugangsverordnung GasNZV)**.

Die Verteilnetzbetreiber stellen den Betrieb des Netzes sicher. Dazu zählen beispielsweise Wartung, Instandhaltung sowie Um- und Ausbaumaßnahmen. Die Verteilnetzbetreiber sind der Ansprechpartner für die Kunden in ihrem Versorgungsgebiet.

Datenherkunft und Darstellung in der Karte

Die Datengrundlage stammt von einem kommerziellen Anbieter. Aus den auf Hausnummernebene vorliegenden Datensätzen wurden Gebiete mit den dort jeweils zuständigen Netzbetreibern erstellt. Kleinste Einheiten in der Karte bilden Ortslagen und Gemarkungen. Zusammenhängende Gebiete mit demselben Netzbetreiber wurden zusammengefasst und einheitlich eingefärbt. Es gibt einige Gebiete, innerhalb derer eine Grenze der Versorgungsgebiete verschiedener Netzbetreiber verläuft. In diesen Fällen wird jeweils der überwiegende Netzbetreiber als primärer Netzbetreiber genannt, weitere Netzbetreiber werden zusätzlich aufgelistet.

Bei mehreren zusammenhängenden Gemarkungen und Ortslagen wurden Gebiete ohne Gasversorgung ermittelt. Diese Gebiete wurden durch Vergleich mit Veröffentlichungen über die Konzessionsgebiete für Gas in Baden-Württemberg plausibilisiert und mit Informationen über Gemeinden ohne Gasversorgung abgeglichen.

Grundsätzliches zu den Versorgungsgebieten der Verteilnetzbetreiber Gas in Baden-Württemberg, Stand 2015 (3)

Gasnetze in Baden-Württemberg

Biomethan in Gasnetzen

Bundesweit wird in zahlreichen Anlagen Biogas mit definierten Qualitätsanforderungen aufbereitet und als sogenanntes Biomethan (Bioerdgas) in die Gasnetze eingespeist. Die Gasnetze dienen dem Transport und teilweise auch der temporären Speicherung des eingespeisten Biomethans während des Transports. Viele Gasversorger bieten Erdgas mit Biomethananteil an.

Die Verwendung von Biomethan zur Wärmeversorgung von Gebäuden trägt zur CO₂-Einsparung bei. Der Einsatz von Biomethan in einer Heizungsanlage ist eine mögliche Teilerfüllungsoption des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes Baden-Württemberg (EWärmeG). Danach sind Eigentümer bestehender Wohngebäude verpflichtet, erneuerbare Energien einzusetzen, sobald sie ihre Heizungsanlage austauschen.

Weitere Informationen zum EWärmeG finden Sie auf der Internetseite des Ministeriums für Umwelt- Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.

Gasspeicher in Baden-Württemberg

Untergrundspeicher für Erdgas



Quelle: Niedersächsisches Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Stand 06/2019

Klima, Treibhausgase & Energie

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in Baden-Württemberg 2022

Im Jahr 2022 blickte Baden-Württemberg auf das wärmste Jahr seit Messbeginn zurück, mit 17 % weniger Regen als im Durchschnitt, 36 % mehr Sonnenstunden und einer Durchschnittstemperatur von 2,5 Grad Celsius mehr als im Mittel der internationalen Referenzperiode 1961 bis 1990. Ohne deutliche Verminderungen der Treibhausgas-Emissionen könnte die globale Durchschnittstemperatur bis zum Jahr 2100 um mehr als 5 Grad Celsius ansteigen, mit verheerenden Folgen für das Leben auf unserem Planeten. Laut Synthesereport vom Weltklimarat IPCC, der im März 2023 vorgestellt wurde, müssten die globalen Treibhausgas-Emissionen bis 2030 halbiert werden, um das 1,5-Grad-Ziel noch zu erreichen. Die EU möchte bis 2050 klimaneutral sein. Baden-Württemberg hat sich im Jahr 2021 mit dem Klimaschutzgesetz das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität zu erreichen (*i-Punkt* „Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz“). Damit will das Land sogar 5 Jahre schneller sein als der Bund. Zudem wurden mit der Verabschiedung des Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetzes Baden-Württemberg im Februar 2023 die sektoralen Zielwerte für die Sektoren Gebäude, Verkehr, Energiewirtschaft, Industrie, Abfall- und Abwasserwirtschaft und Landwirtschaft gesetzlich verbindlich festgeschrieben. Befindet sich Baden-Württemberg aktuell auf Kurs in Richtung Klimaneutralität? Im vorliegenden Beitrag wird die sektorale Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen im Land näher betrachtet.

Quelle: Stat. LA BW - Treibhausgasemissionen in BW 2022, Stat. Monatsheft 10/2023

Klima, Treibhausgasemissionen und Energie in Baden-Württemberg

Baden-Württemberg ist eine Industrieregion, die überproportional zum Anstieg der klimaschädlichen Treibhausgase beiträgt ¹. Um den dadurch verursachten Klimawandel auf einem beherrschbaren Maß zu halten, muss das Land die CO₂-Emissionen reduzieren. Deshalb hat die Landesregierung im Mai 2021 ein Sofortprogramm Klimaschutz und Energiewende beschlossen, um den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben und schädliche Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren ².

Das Sofortprogramm umfasst 17 Maßnahmen, die in verschiedenen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Landnutzung und Abfallwirtschaft) umgesetzt werden sollen. Die Zuständigkeiten für die Umsetzung liegen bei verschiedenen Ministerien und sind teilweise ressortübergreifend angelegt ². Das Ziel ist, dass Baden-Württemberg bereits 2040 – und damit fünf Jahre früher als der Bund und zehn Jahre früher als die Europäische Union – klimaneutral sein soll. Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 65 Prozent gegenüber 1990 fallen ².

Das Sofortprogramm wird durch ein Klima-Maßnahmen-Register (KMR) ergänzt, das als zentrale, öffentlich über das Internet einsehbare Dokumentation aller Klimaschutz-Aktivitäten der Landesregierung dient. Das KMR enthält dezentrale, nach Sektoren gegliederte Maßnahmen, die jederzeit erweiterbar, überprüft und weiterentwickelt werden. Grundlage dafür sind sowohl der Emissionsbericht des Statistischen Landesamts als auch sektoral gegliederte Ressortberichte zum aktuellen Umsetzungsstand der Maßnahmen. Ein Klima-Sachverständigenrat wird auf dieser Basis zur aktuellen Entwicklung Stellung nehmen und der Landesregierung gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen vorschlagen ³.

Wenn Sie mehr über das Klima, die Treibhausgasemissionen und die Energie in Baden-Württemberg erfahren möchten, können Sie die folgenden Links besuchen:

- Sofortprogramm Klimaschutz und Energiewende
- Klima-Maßnahmen-Register (KMR)
- Klimaschutz in BW

Weitere Informationen: 1 um.baden-wuerttemberg.de; 2 um.baden-wuerttemberg.de

Quelle: Microsoft BING Chat mit GPT 4 (KI), 12/2023

Einleitung und Ausgangslage

Klimabilanz in Baden-Württemberg 2022

Klimabilanz 2022: Treibhausgas-Emissionen um 0,4 % gesunken

Wiederanstieg im Energiesektor durch die erhöhte Stromerzeugung aus Steinkohle, deutliche Rückgänge im Sektor Industrie

Im Jahr 2022 wurden in Baden-Württemberg nach ersten Schätzungen des Statistischen Landesamtes 72 Millionen (Mill.) Tonnen Treibhausgase¹ ausgestoßen. Nach einem deutlichen Anstieg im Vorjahr (+4,6 %) bewegt sich der Treibhausgas-Ausstoß mit einem leichten Minus von 0,4 % etwa auf Vorjahresniveau. Aktuell liegen die Treibhausgas-Emissionen rund 18,8 Mill. Tonnen (-20,7 %) unter dem Referenzwert des Jahres 1990. Für die im Klimagesetz des Landes formulierte Zielerreichung 2030² ist eine weitere Reduktion des Treibhausgas-Ausstoßes in Höhe von 40,2 Mill. Tonnen CO₂-Äquivalenten bzw. 56 % gegenüber dem Jahr 2022 erforderlich.

Die sektorale Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in Baden-Württemberg verlief 2022 recht unterschiedlich. Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine hatte erhebliche Auswirkungen auf viele Bereiche der Wirtschaft und insbesondere auf den Energiesektor.

Im Sektor **Energiewirtschaft**, der aktuell 28 % der Gesamtemissionen in Baden-Württemberg verursacht, waren mit 1,8 Mill. Tonnen (+10 %) die größten Emissionsanstiege zu verzeichnen. Hauptgrund dafür war wie auch bereits 2021 die im Vergleich zum Vorjahr erhöhte Stromerzeugung aus besonders emissionsintensiven Steinkohlekraftwerken. Vor dem Hintergrund gedrosselter Gaslieferungen aus Russland wurde vermehrt Steinkohle eingesetzt, um die Erdgasreserven zu schonen und damit die Stromversorgung im Land und im europäischen Ausland zu sichern. Die gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (+7 %), die milde Witterung sowie die geringere Stromnachfrage haben eine im Vergleich zum Vorjahr noch stärkere Erhöhung der Kohleverstromung gebremst.

Hingegen sank der Treibhausgas-Ausstoß der **Industrie** gegenüber dem Vorjahr deutlich um 1,2 Mill. Tonnen CO₂-Äquivalente (-10,3 %). Es war der stärkste Rückgang seit der globalen Finanzkrise im Jahr 2009. Die hohen Energiepreise, Unsicherheiten bei der Versorgung mit Erdgas und die immer noch eingeschränkte Verfügbarkeit von Rohstoffen und Vorprodukten beeinträchtigten die Industrieproduktion in Baden-Württemberg. Die Emissionsrückgänge waren in fast allen Branchen zu beobachten, insbesondere bei den energieintensiven Produktionsprozessen wie der Papierindustrie sowie der Eisen- und Stahlindustrie.

Auf den **Verkehr** entfielen 2022 rund 28 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg. Gegenüber 2021 wurden im Verkehrssektor insgesamt nur geringfügig mehr Treibhausgase ausgestoßen. Der Anstieg lag bei 0,1 Mill. Tonnen (+0,4 %). Während die Emissionen des Personenverkehrs (Pkw, Busse, Krafträder) um 4 % zunahmen, sanken die Treibhausgase des Güterverkehrs um fast 5,7 %. Die Emissionen der schweren Nutzfahrzeuge nahmen dabei kräftig um fast 11 % ab. Die vergleichsweise schwache Konjunktur führte im Jahr 2022 zu weniger Gütertransporten.

Der Treibhausgas-Ausstoß des **Gebäudesektors** ist vor allem durch den Energieverbrauch für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme gekennzeichnet. Rund 22 % der Gesamtemissionen in Baden-Württemberg stammen aus dem Gebäudesektor. Die Treibhausgas-Emissionen sind im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 Mill. Tonnen (-5,4 %) spürbar zurückgegangen. Die vergleichsweise milde Witterung während der Heizperiode, die Einsparungen im Gasverbrauch sowie die stark gestiegenen Energiekosten waren die Hauptgründe für den Emissionsrückgang.

Die Treibhausgas-Emissionen der **Landwirtschaft** sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken (-1,2 %). Damit hat sich die rückläufige Emissionsentwicklung der vergangenen Jahre auch im Jahr 2022 fortgesetzt. Ursächlich dafür war erneut eine Abnahme der Tierbestände, insbesondere bei den Schweinen. Auch im Sektor **Abfallwirtschaft/Abwasser** hat sich der abnehmende Emissionstrend der letzten Jahre auch im Jahr 2022 fortgesetzt. Die Treibhausgase, vor allem durch Freisetzung von Methan aus Deponien, haben gegenüber dem Vorjahr deutlich um 6,6 % abgenommen. Mit einem Anteil von 0,4 % wirkt sich der Sektor Abfallwirtschaft/Abwasser jedoch nur geringfügig auf den Gesamtausstoß der Treibhausgase in Baden-Württemberg aus.

1. Die unter dem Kyoto-Protokoll reglementierten Treibhausgase sind: Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O) sowie die fluorierten Treibhausgase (F-Gase).

2. Das Klimagesetz des Landes sieht gegenüber 1990 eine Reduktion der Treibhausgase um mindestens 65 % bis 2030 vor. Bis 2040 wird Treibhausgasneutralität angestrebt.

Das angestrebte Reduktionsziel kann laut dem wissenschaftlichen Gutachten »Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040« nur unter Anrechnung der natürlichen Senken erreicht werden.

Quelle: Stat. LA BW, PM 23. Juli 2023

CO₂ Äq -Emissionsfaktoren für Energieträger nach GEMIS und IFEU, Stand 6/2021

CO₂-Bilanzierung mit BICO2BW

Ziel einer kommunalen Energie- und CO₂-Bilanz ist es, den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen in einer Kommune darzustellen. Dabei wird aufgezeigt, welche Verbrauchssektoren und welche Energieträger die größten Anteile haben. Darauf aufbauend können Minderungspotenziale berechnet, Klimaschutzziele quantifiziert und Schwerpunkte bei der Maßnahmenplanung gesetzt werden. Wenn die Bilanz regelmäßig (ca. alle zwei bis drei Jahre) erstellt wird, kann die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen abgebildet werden. Bilanzen sind damit ein zentraler Baustein des kommunalen Klimaschutzmonitorings und helfen so, die Erreichung Ihrer Klimaschutzziele zu überprüfen.

Energie- und CO₂-Bilanz selbst erstellen

Mit dem Bilanzierungstool BICO2BW können Sie für Ihre Kommune mit überschaubarem Aufwand eine Energie- und CO₂-Bilanz erstellen. Das Excel-Tool wurde vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu) im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft entwickelt. Es ist bereits seit 2012 im Einsatz und hat sich bei der Erstellung zahlreicher Bilanzen für kleine und große Kommunen bewährt. BICO2BW legt eine einheitliche Bilanzierungsmethodik fest, die dem mittlerweile bundesweit etablierten BSKO-Standard entspricht, und ermöglicht so einen Vergleich von Bilanzen verschiedener Kommunen. [Seit Anfang 2019 ist eine neue, erweiterte Version verfügbar \(V 2.8.1\), die auch das Erstellen von Zeitreihen ermöglicht und um eine Reihe von Indikatoren ergänzt wurde.](#)

Das Tool wird den Kommunen durch das Land Baden-Württemberg kostenfrei zur Verfügung gestellt. Das Programm **Klimaschutz-Plus** fördert zudem die Erstellung der Bilanz. Das Kompetenzzentrum Kommunaler Klimaschutz der KEA-BW stellt einen Großteil der benötigten Daten auf Anfrage kostenlos zur Verfügung.

Experten unterstützen Sie.

ifeu und KEA-BW haben bisher mehr als 150 Mitarbeiter von Kommunalverwaltungen, regionalen Energieagenturen und anderen Einrichtungen in Bilanzierungsmethodik und Anwendung des Tools geschult. Diese Experten der Energieagenturen, des ifeu und des Kompetenzzentrums Kommunaler Klimaschutz unterstützen Sie bei der Erstellung Ihrer Bilanzen und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.

Emissionsfaktoren (CO₂-Äquivalent, t/MWh) oder kg/kWh

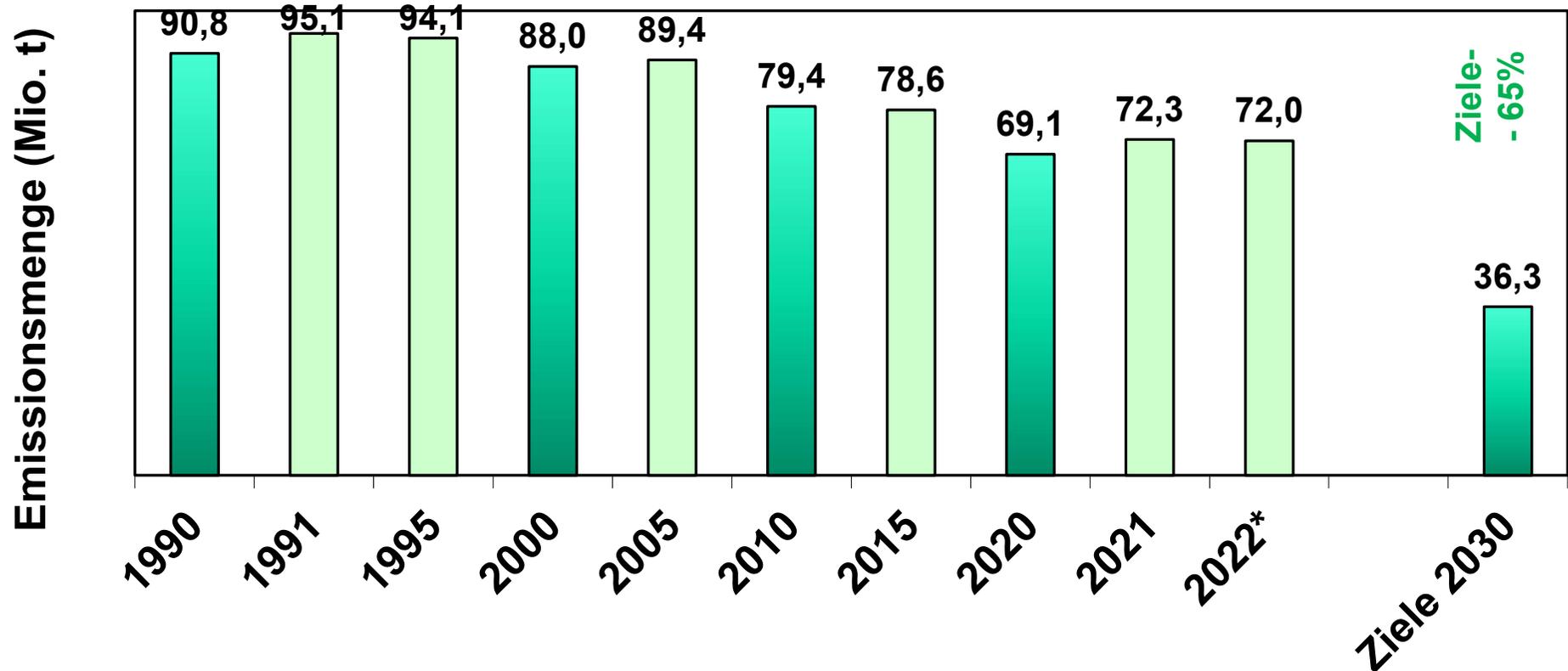
Energieträger	CO ₂ -Äq.	Quelle
Strom (2018)	0,544	IFEU 2020
Heizöl	0,318	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Erdgas	0,247	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Braunkohle	0,411	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Steinkohle	0,438	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Solarwärme	0,025	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Holz (allgemein)	0,022	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Holz-Pellets	0,027	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Holz-Hackschnitzel	0,024	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Stückholz	0,019	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Rapsöl	0,048	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Rapsmethylester	0,054	GEMIS 4.94, GEMIS 5.0
Benzin fossil	0,323	IFEU 2019
Diesel fossil	0,326	IFEU 2019
Benzin bio	0,215	IFEU 2019
Diesel bio	0,117	IFEU 2019

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) (Quellenbilanz) in Baden-Württemberg 1990-2022, Landesziel 2030 **ohne LULUCF** (1)

Jahr 2022: 72,0 Mio t CO₂ äquiv., Veränderung 2022 gegenüber Bezugsjahr 1990 - 20,7%

Ø 6,4 t CO₂ äquiv./Kopf

Landesziel 2030: 36,3 Mio t CO₂ äquiv.(- 65% gegenüber 1990)



Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 hat Baden-Württemberg sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgas-Emissionen ¹⁾ bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Referenzjahr 1990 um mindestens 65 % zu reduzieren. Bis 2040 wird Klimaneutralität angestrebt.

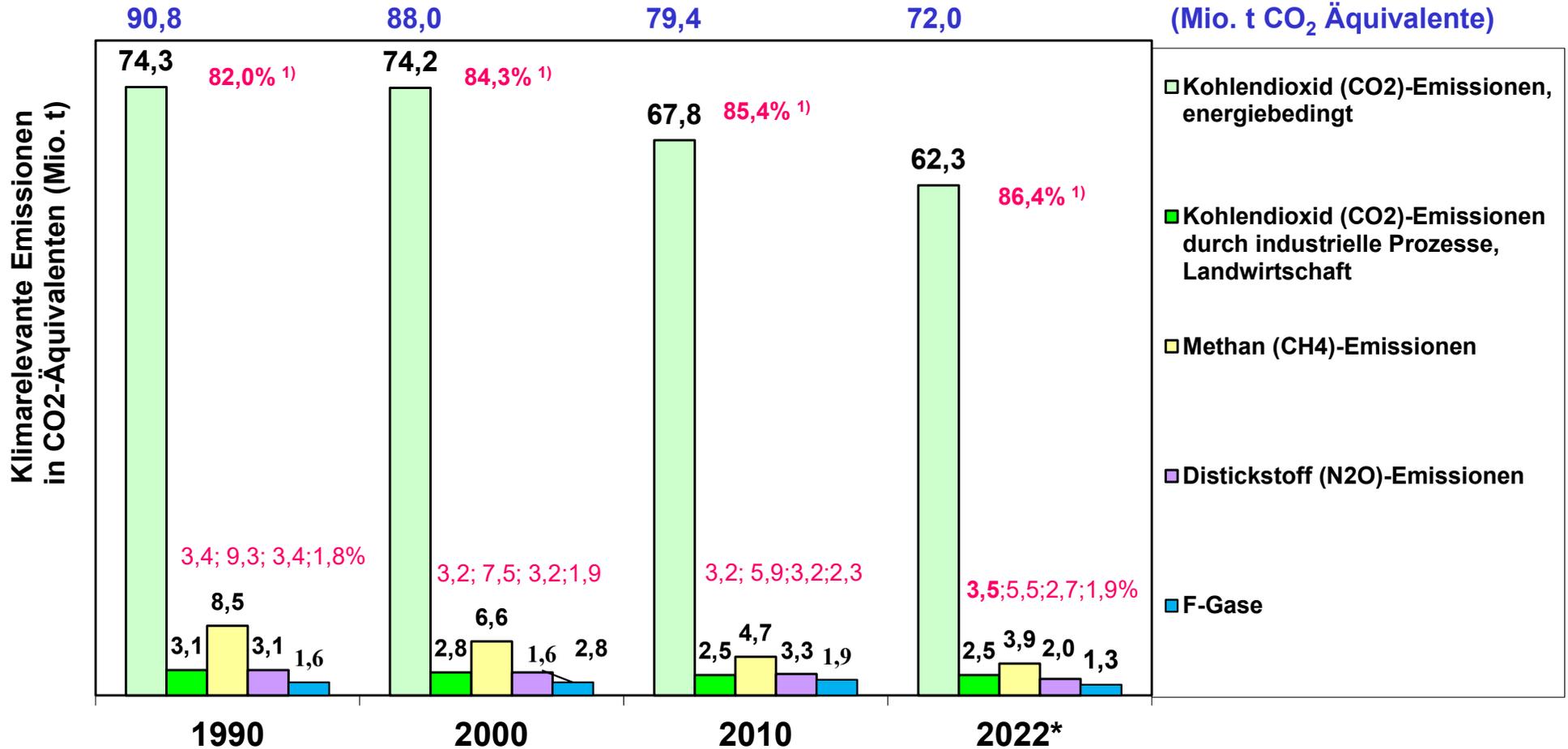
* Daten 2022 vorläufig, Landesziel Jahr 2030, Stand 10/2023

1) Klimarelevante Emissionen CO₂, CH₄, N₂O, F-Gase

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen nach Kyoto in CO₂-Äquivalenten nach Gasen in Baden-Württemberg 1990-2022 ohne LULUCF (2)

Jahr 2022: 72,0 Mio t CO₂ äquiv., Veränderung 2022 gegenüber Bezugsjahr 1990 - 20,7%
Ø 6,4 t CO₂ äquiv./Kopf



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 10/2023

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 11,2 Mio.

1) Ohne internationalen Flugverkehr = 0,338 Mio. t CO₂ im Jahr 2021

Die Methan-Emissionen wurden mit dem GWP-Wert von 25 und Lachgas-Emissionen mit dem GWP-Wert von 298 in CO₂-Äquivalenten umgerechnet, drei weitere Kyoto-Klimagase (F-Gas-Emissionen = HFC, PFC, SF₆ und NF₃) wurde der GW-Wert vernachlässigt; Zeithorizont 100 Jahre; (GWP = Global Warming Potential).

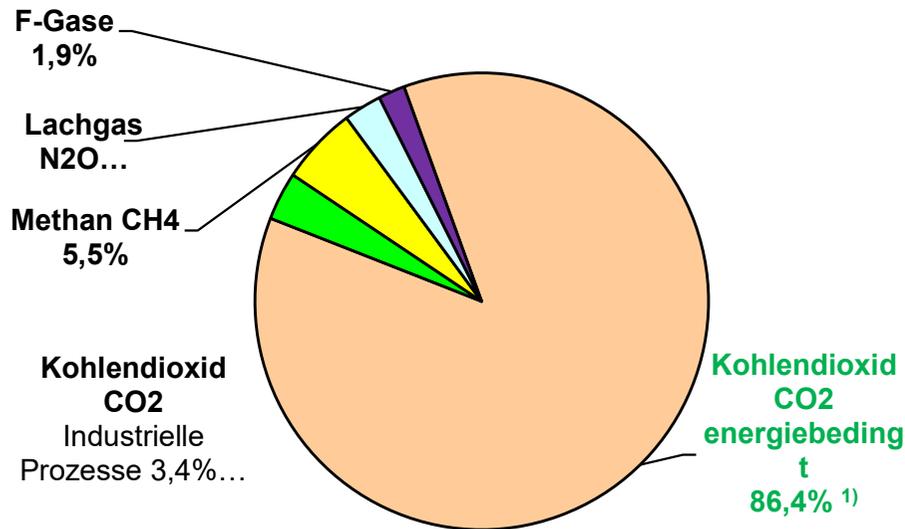
Treibhaus-Emissionen nach Kyoto in CO₂-Äquivalenten **nach Gasen** in Baden-Württemberg 2022 **ohne LULUCF (3)**

Jahr 2022: 72,0 Mio t CO₂ äquiv., Veränderung 2022 gegenüber Bezugsjahr 1990 - 20,7%
Ø 6,4 t CO₂ äquiv./Kopf

Landesziel 2030: 36,3 Mio t CO₂ äquiv.(- 65% gegenüber 1990)

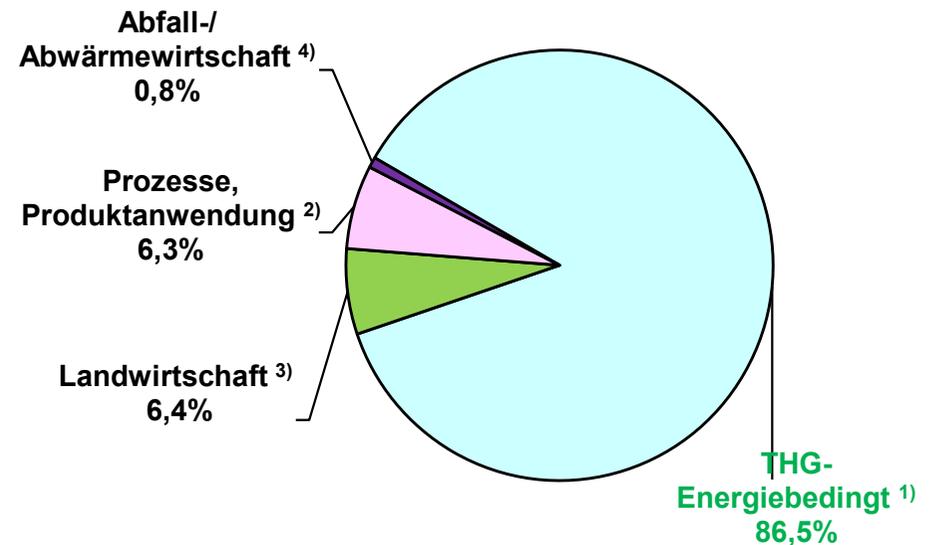
Aufteilung nach Gasen

Beitrag energiebedingte CO₂-Emissionen 58,5 Mio t CO₂äquiv.
(Anteil 84,7%)



Aufteilung nach Sektoren

Beitrag energiebedingte THG-Emissionen 59,8 Mio t CO₂äquiv.
(Anteil 86,5%)



Treibhausgas Kohlendioxid CO₂ dominiert mit 89,9%

* Daten 2022 vorläufig, Stand 10/2023

1) Ohne internationalen Flugverkehr (2021: 0,338 Mio. t. CO₂)

2) Summe der F-Gas-Emissionen (HFC, PFC, SF₆ und NF₃).

3) Die Methan (CH₄)-Emissionen wurden mit dem GWP-Wert von 28, die Lachgas (N₂O)-Emissionen mit dem GWP-Wert von 265 in CO₂-Äquivalente umgerechnet (GWP = Global Warming Potential).

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 11,2 Mio.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Gasarten und Sektoren in Baden-Württemberg 2000 und 2022 (4)

Jahr 2022: Gesamt THG 72,0 Mio t CO₂äquiv., Veränderung 1990/2022 - 20,7% ¹⁾
 Ø 7,2 t CO₂ äquiv./Kopf

Treibhausgasemissionen

	Einheit	2000	2022 ¹⁾
● Emissionen an Treibhausgasen (THG) ²⁾	1 000 t CO ₂ -Äquivalente	87 974	72 037
	1990 = 100	97	79
je Einwohner/-in	t	8,5	6,4
Distickstoffoxid (N ₂ O)	% der THG	2,6	2,7
	1990 = 100	92	78
Methan (CH ₄)	% der THG	8,1	5,5
	1990 = 100	76	42
Kohlendioxid (CO ₂)	% der THG	87,5	89,9
	1990 = 100	99	84
Fluorierte Treibhausgase (F-Gase) ³⁾	% der THG	1,8	1,9
	1990 = 100	107	89
● CO ₂ -Emissionen energiebedingt ⁴⁾	1 000 t	74 165	62 259
je Einwohner/-in ⁵⁾	t	7,2	5,5
● CO ₂ -Emissionen aus der Stromerzeugung ⁶⁾	1 000 t	15 367	15 734

1) Werte für 2022 geschätzt. – 2) Aus Feuerungen (energiebedingt), Energiegewinnung und -verteilung, Prozesse und Produktverwendung, Landwirtschaft, Abfall-, Abwasserwirtschaft. Berechnungsstand Juni 2023. – 3) Summe der F-Gas-Emissionen (HFC, PFC, SF₆ und NF₃). – 4) Quellenbezogen, ohne internationalen Luftverkehr. – 5) Jahresmittel, Basis Zensus 2011. – 6) Kraftwerke für die allgemeine Versorgung sowie Industriewärme- und Abwasserwerke.

Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O, F-Gase) – in CO₂-Äquivalenten –



1) Brennstoffeinsatz in der Energiewirtschaft, diffuse Emissionen. – 2) Brennstoffeinsatz im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe, Industrie- und Baumaschinen, industrielle Prozesse und Produktverwendung. – 3) Straßenverkehr und sonstiger Verkehr. Ohne internationalen Flugverkehr. – 4) Brennstoffeinsatz in Haushalten, im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, sonstiger Brennstoffeinsatz wie Militär. – 5) Viehhaltung, Düngewirtschaft, landwirtschaftliche Böden, Biogasanlagen, landwirtschaftlicher Verkehr.

Datenquelle: Arbeitskreis „Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder“, eigene Modellberechnungen; Berechnungsstand: Juni 2023. Werte für 2022 geschätzt.

Ziel: Bis 2040 soll Baden-Württemberg netto-treibhausgasneutral sein. Im Zwischenschritt soll bis 2030 eine Reduktion um mindestens 65 % im Vergleich zu den Gesamtemissionen des Jahres 1990 erreicht werden.

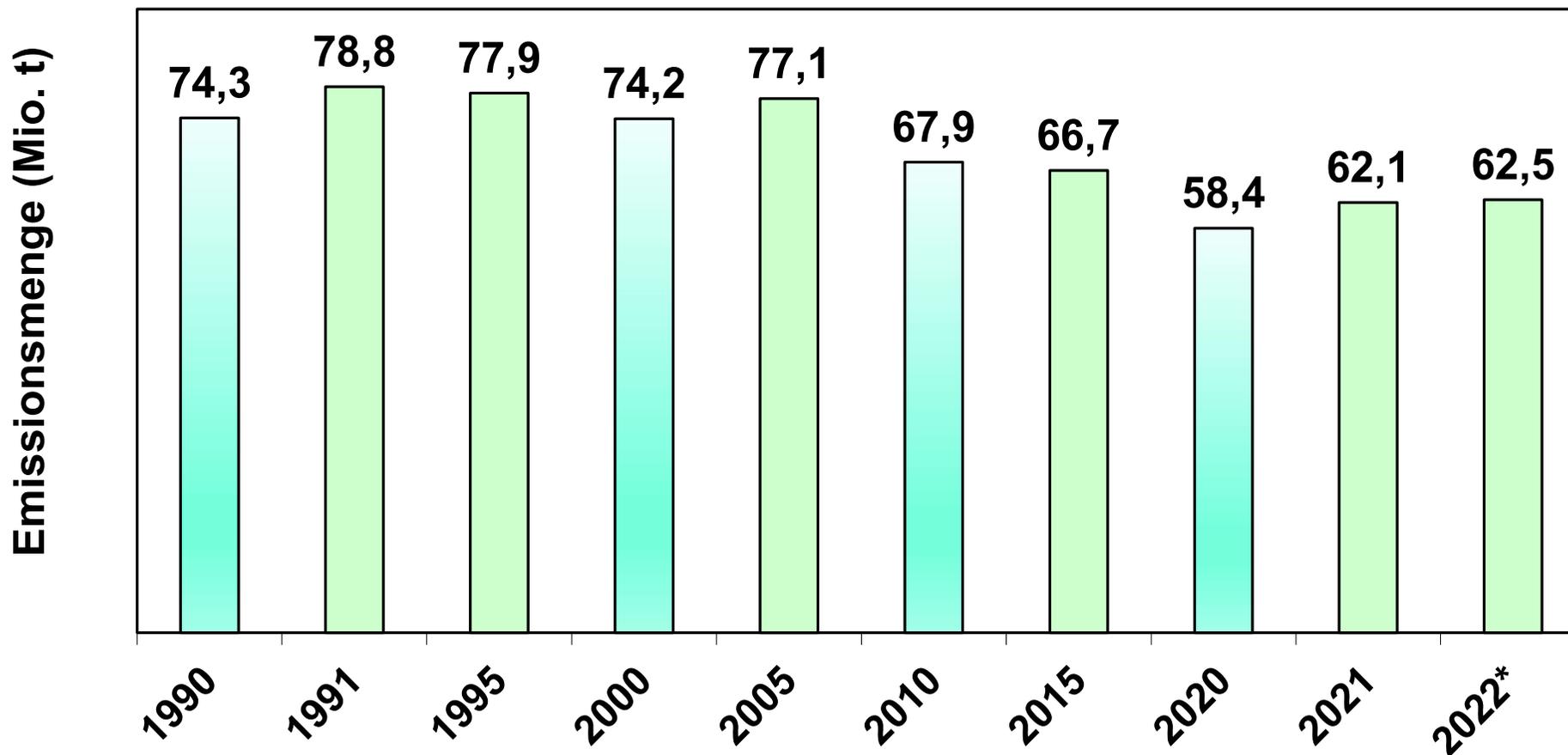
Trend: Insgesamt gehen die Treibhausgasemissionen leicht zurück. In der Energiewirtschaft und beim Verkehr, die zusammen über die Hälfte der Treibhausgase verursachen, liegen die Emissionen im Jahr 2022 immer noch auf dem Niveau des Referenzjahres 1990. Um das für 2030 angestrebte Minderungsziel zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen in diesen beiden Sektoren deutlich gesenkt werden.

Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid-CO₂-Emissionen (Quellenbilanz) in Baden-Württemberg 1990-2022 (1)

Jahr 2022: 62,5 Mio. t CO₂, Veränderung 90/22 - 15,9% ¹⁾

5,6 t CO₂/Kopf

Anteil an Gesamt-THG: 86,8% von Gesamt 72,0 Mio. t CO₂äquiv.



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Die Bilanzierung der CO₂-Emissionen nach dem Prinzip der Quellenbilanz bezieht sich auf die aus dem direkten Einsatz fossiler Energieträger auf einem bestimmten Territorium entstandenen CO₂-Emissionen.

1) Ohne internationalen Flugverkehr 2022: 0,528 Mio. t CO₂

Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen (Quellenbilanz) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 1990-2022 (2)

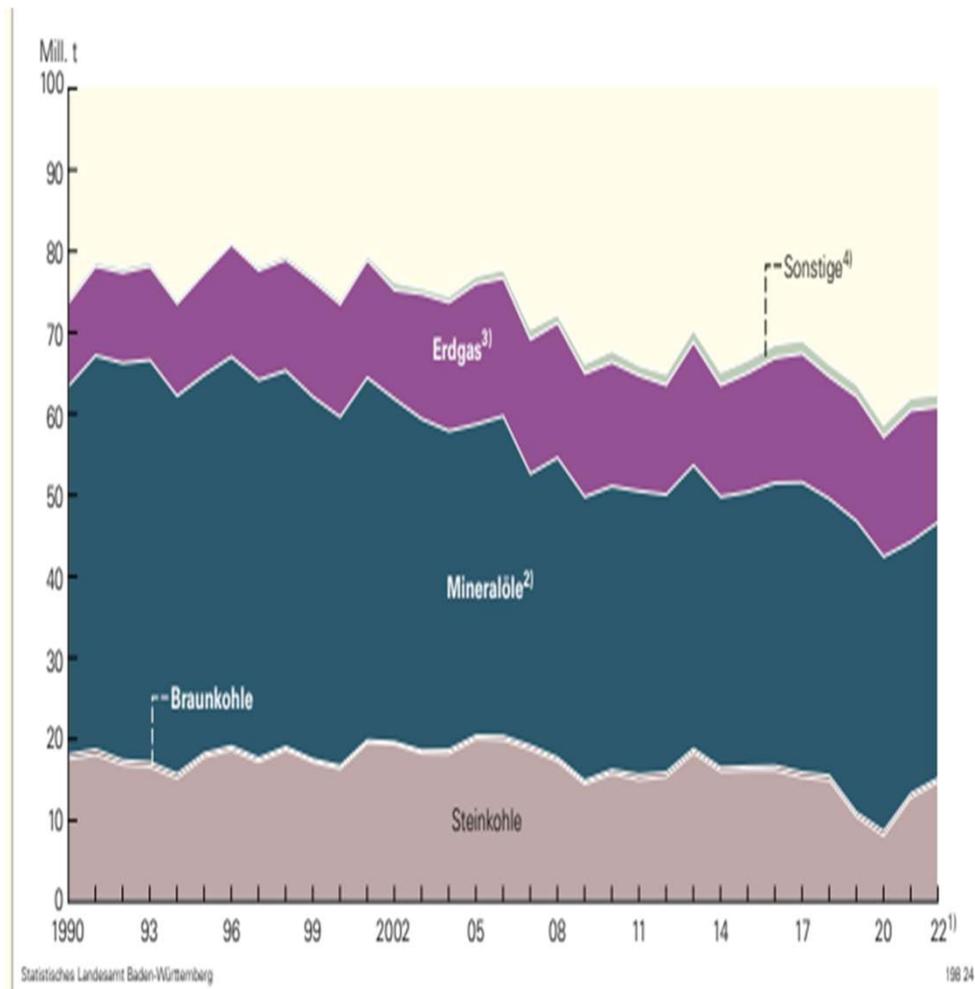
Jahr 2022: 62,5 Mio. t CO₂, Veränderung 90/22 - 15,9% ¹⁾

5,6 t CO₂/Kopf

Anteil an Gesamt-THG: 86,8% von Gesamt 72,0 Mio. t CO₂äquiv.

60. Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen (Quellenbilanz*) in Baden-Württemberg seit 1990 nach Energieträgern

Energieträger	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2019	2020	2021	2022 ¹⁾
	Mill. t										
Steinkohle	17,58	18,14	17,86	16,39	20,07	15,80	16,20	10,50	8,13	12,83	14,76
Braunkohle	0,53	0,59	0,39	0,33	0,37	0,42	0,45	0,48	0,56	0,48	0,42
Mineralöle ²⁾	45,38	48,54	46,64	42,99	38,35	34,95	33,81	35,91	33,81	31,01	31,55
Erdgas ³⁾	10,22	10,98	12,51	13,87	17,33	15,27	14,66	15,34	14,71	16,19	14,21
Sonstige ⁴⁾	0,60	0,53	0,44	0,58	0,94	1,43	1,61	1,52	1,53	1,56	1,55
Emissionen insgesamt	74,30	78,78	77,85	74,17	77,05	67,87	66,74	63,74	58,74	62,07	62,49



* 1) Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Ohne internationalen Luftverkehr (2022: 0,528 Mio. t. 2) Heizöl, Benzin, Diesel, Flugturbinenkraftstoff, Raffineriegas, Flüssiggas, Stadtgas, Petrolkoks, Petroleum, andere Mineralöle.

3) Einschließlich sonstige Gase. – 4) Abfälle fossile Fraktion und sonstige emissionsrelevante Stoffe wie Ölschiefer.

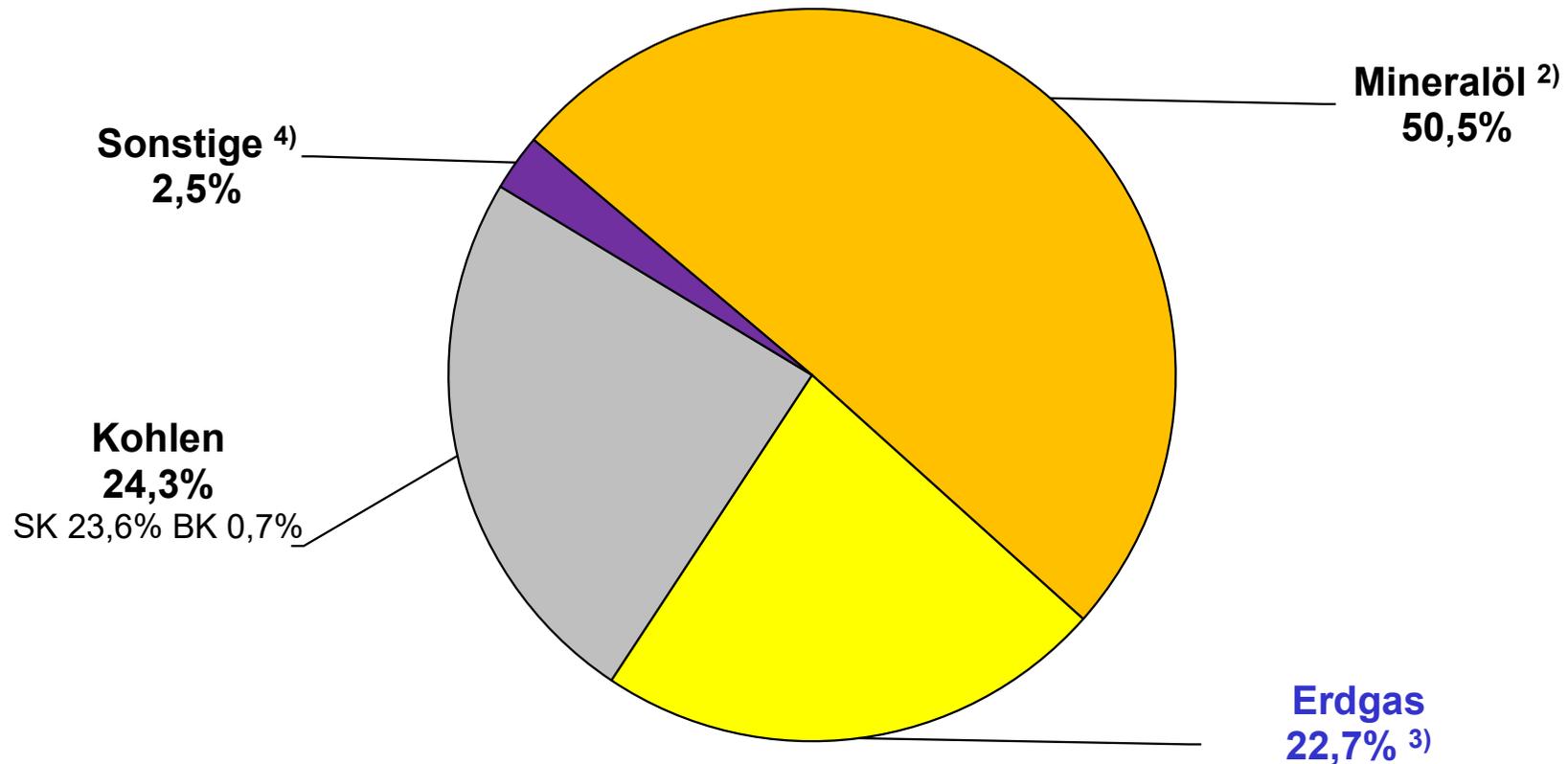
Quellen: Länderarbeitskreis Energiebilanzen; Ergebnisse von Modellrechnungen in Anlehnung an den nationalen Inventarbericht (NIR) D 2021/2024. Berechnungsstand: Frühjahr 2024 aus Stat. LA BW & UM BW, Energiebericht 2024, 7/2024; Stat. LA BW bis 7/2024

Energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen (Quellenbilanz) nach Energieträgern in Baden-Württemberg 2022 (3)

Jahr 2022: 62,5 Mio. t CO₂, Veränderung 90/22 - 15,9% ¹⁾

5,6 t CO₂/Kopf

Anteil an Gesamt-THG: 86,8% von Gesamt 72,0 Mio. t CO₂äquiv.



Grafik Bouse 2024

* 1) Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) Jahr 2022: 11,2 Mio.

Ohne internationalen Luftverkehr (2022: 0,528 Mio. t. 2) Heizöl, Benzin, Diesel, Fluggastkraftstoff, Raffineriegas, Flüssiggas, Stadtgas, Petrolkoks, Petroleum, andere Mineralöle.

3) Einschließlich sonstige Gase. – 4) Abfälle fossile Fraktion und sonstige emissionsrelevante Stoffe wie Ölschiefer. 5) Straßenverkehr und sonstige Verkehrsträger.

Entwicklung, Aufteilung und Veränderung energiebedingtes Kohlendioxid nach Sektoren in Baden-Württemberg 1990-2022 (4)

Jahr 2022: 62,5 Mio. t CO₂, Veränderung 90/22 - 15,9% ¹⁾

5,6 t CO₂/Kopf

Anteil an Gesamt-THG: 86,8% von Gesamt 72,0 Mio. t CO_{2äquiv.}

Pos.	Benennung	Energiebedingte Kohlendioxide (Mio. t)		Anteile 1990 / 2022 (%)	Veränderung (%)
		1990	2022		
1	Haushalte	13,66	10,38	18,4 / 17,6	- 4,3
2	Verkehr ⁵⁾	20,99	21,26	28,3 / 34,0	+ 20,0
3	Industrie ³⁾	10,59	5,26	14,3 / 8,4	- 41,3
4	GHD ⁴⁾	7,02	3,93	9,4 / 6,3	- 33,0
1-4	Summe Endenergieverbraucher	52,26	41,43	70,3 / 66,3	- 5,7
5	Stromerzeugung	17,55	15,73	23,6 / 25,2	+ 6,8
7	Fernwärmeerzeugung	1,97	2,77	2,7 / 4,4	+ 63,0
8	Sonstige ²⁾	2,52	2,55	3,4 / 4,1	+ 20,6
5-8	Summe Umwandlungsbereich	22,04	21,06	29,7 / 33,7	+ 13,5
1-8	Gesamt	74,30	62,49	100	- 15,9

* 1) Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

ab 1990 ohne internationalen Luftverkehr (2022: 0,528 Mio. t CO₂ wegen Corona)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

2) Sonstige Energieerzeuger, Energieverbrauch im Umwandlungsbereich. – 3) Einschließlich Gewinnung von Steinen und Erden.

4) Sonstige Verbraucher = GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher wie Landwirtschaft, Militär und öffentliche Einrichtungen

5) Straßenverkehr und sonstige Verkehrsträger.

Quellen: Länderarbeitskreis Energiebilanzen; Ergebnisse von Modellrechnungen in Anlehnung an den nationalen Inventarbericht (NIR) D 2024. Berechnungsstand: Frühjahr 2024 aus Stat. LA BW & UM BW, Energiebericht 2024, 7/2024; Stat. LA BW bis 7/2024

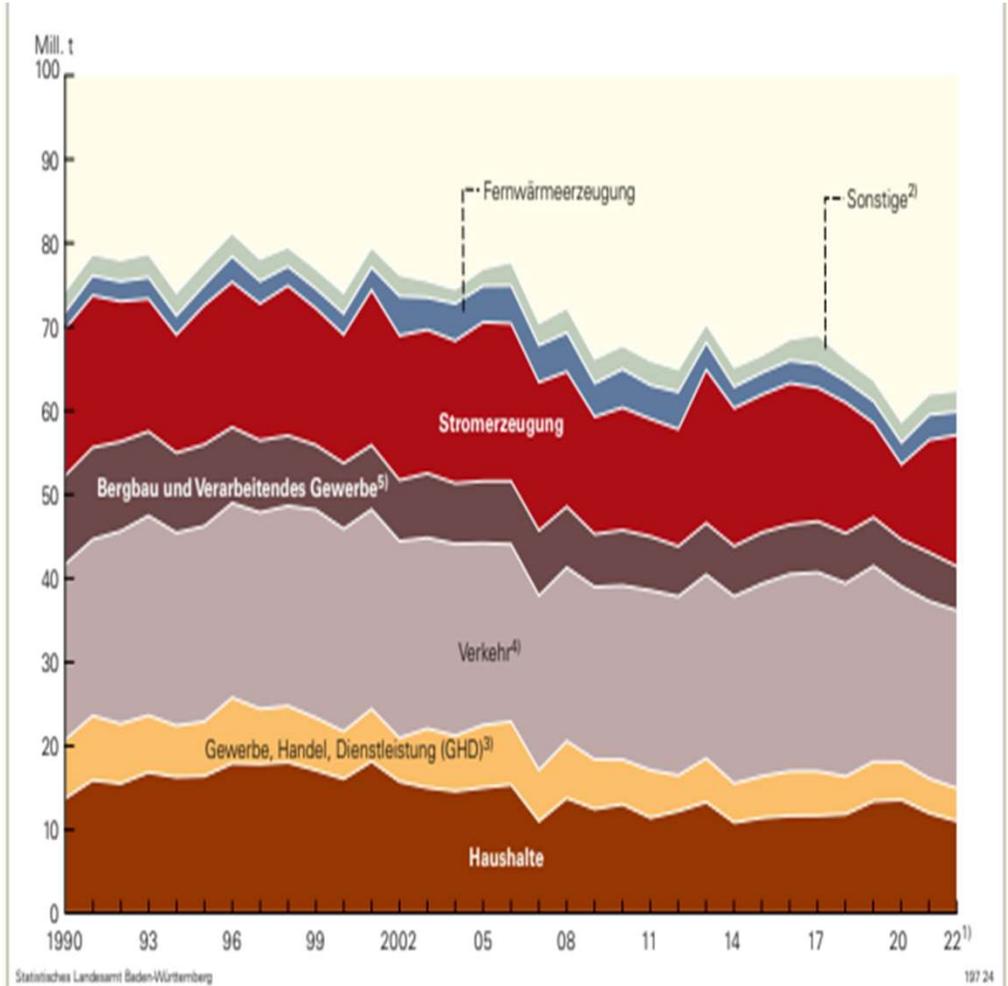
Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen (Quellenbilanz)* nach Sektoren in Baden-Württemberg 1990-2022 (5)

Jahr 2022: 62,5 Mio. t CO₂, Veränderung 90/22 - 15,9% ¹⁾
5,6 t CO₂/Kopf

Anteil an Gesamt-THG: 86,8% von Gesamt 72,0 Mio. t CO₂äquiv.

59. Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen (Quellenbilanz*)
in Baden-Württemberg seit 1990 nach Sektoren

Sektoren	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2019	2020	2021	2022 ¹⁾
	Mill. t										
Umwandlungsbereich zusammen	22,04	23,12	21,84	20,39	25,42	22,10	21,24	16,45	14,10	18,98	21,06
davon											
Stromerzeugung	17,55	18,17	16,64	15,37	19,01	14,66	16,49	11,28	8,99	13,48	15,73
Fernwärmeerzeugung	1,97	2,37	2,41	2,51	4,33	4,59	2,63	2,62	2,59	3,00	2,77
Sonstige ²⁾	2,52	2,58	2,79	2,51	2,08	2,84	2,12	2,55	2,52	2,50	2,55
Endenergieverbraucher zusammen	52,25	55,66	56,01	53,78	51,63	45,78	45,50	47,29	44,64	43,09	41,43
davon											
Haushalte	13,66	15,87	16,36	16,03	14,98	12,98	11,37	13,36	13,52	11,93	10,98
Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) ³⁾	7,02	7,72	6,52	5,67	7,49	5,36	4,99	4,74	4,53	4,14	3,93
Verkehr ⁴⁾	20,98	21,07	23,37	24,23	21,75	20,81	23,01	23,38	20,99	21,20	21,26
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe ⁵⁾	10,59	11,00	9,76	7,84	7,42	6,62	6,12	5,81	5,60	5,82	5,26
Emissionen insgesamt	74,30	78,78	77,85	74,17	77,05	67,87	66,74	63,74	58,74	62,07	62,49



* 1) Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt), Jahr 2022: 11,2 Mio.

Ohne internationalen Luftverkehr (2022: 0,528 Mio. t.) 2) Sonstige Energieerzeuger, Energieverbrauch im Umwandlungsbereich, Fackel- und Leitungsverluste.

3) Einschließlich übrige Verbraucher wie Landwirtschaft, Militär und öffentliche Einrichtungen. – 4) Straßenverkehr und sonstige Verkehrsträger.

5) Einschließlich Gewinnung von Steinen und Erden.

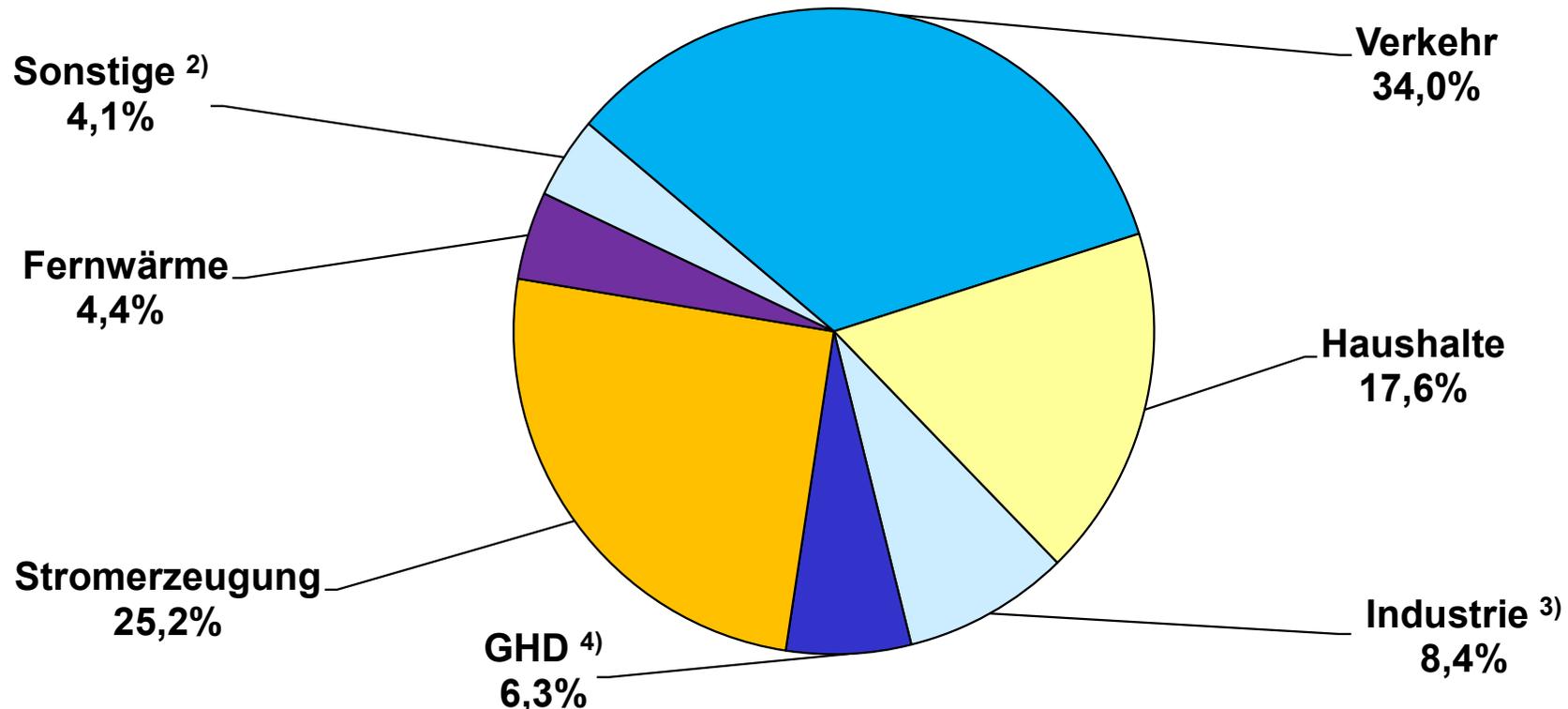
Energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen (Quellenbilanz) nach Sektoren in Baden-Württemberg 2022 (6)

Jahr 2022: 62,5 Mio. t CO₂, Veränderung 90/22 - 15,9% ¹⁾
5,6 t CO₂/Kopf

Anteil an Gesamt-THG: 86,8% von Gesamt 72,0 Mio. t CO₂äquiv.

Umwandlungsbereich
21,1 Mio. t CO₂ (33,7%)

Endenergieverbraucher
41,4 Mio. t CO₂ (66,3%)



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

ab 1990 ohne internationalen Luftverkehr (2022: nur 0,528 Mio. t CO₂ wegen Corona)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

2) Sonstige Energieerzeuger, Energieverbrauch im Umwandlungsbereich. – 3) Einschließlich Gewinnung von Steinen und Erden.

4) Sonstige Verbraucher = GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher wie Landwirtschaft, Militär und öffentliche Einrichtungen

5) Straßenverkehr und sonstige Verkehrsträger.

Entwicklung Indikatoren energiebedingte CO₂-Emissionen (Quellenbilanz) in Baden-Württemberg und Deutschland 1991-2022

Baden-Württemberg 2022

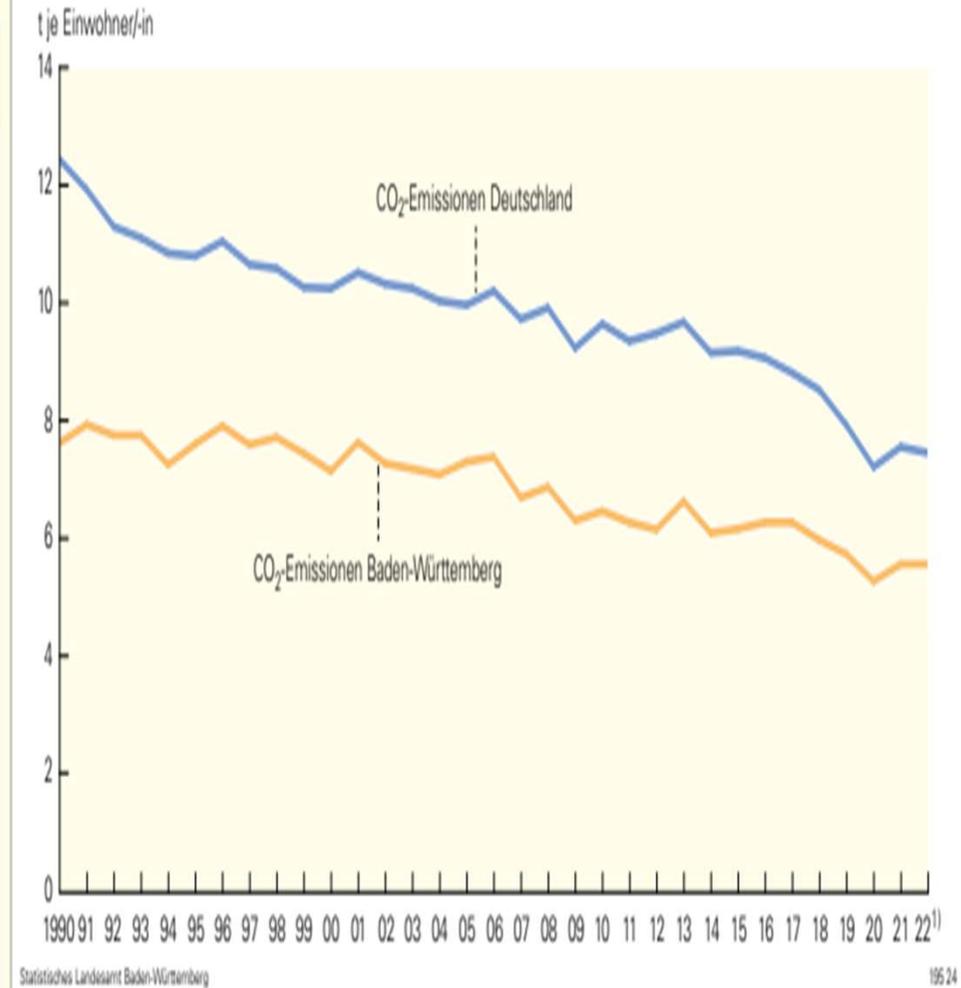
62,5 Mio. t CO₂, Veränderung 91/22 - 20,7%
5,6 t CO₂/Kopf

Deutschland 2022

626,1 Mio. t CO₂, Veränderung 91/22 - 34,4%
7,5 t CO₂/Kopf

I-13 Energiebedingte CO₂-Emissionen*) in Baden-Württemberg und Deutschland seit 1991

Gegenstand der Nachweisung	Einheit	1991	2000	2005	2010	2015	2020	2022 ¹⁾
Energiebedingte CO₂-Emissionen								
Baden-Württemberg	1 000 t	78 778	74 168	77 053	67 872	66 742	58 740	62 486
Einwohner/-innen Baden-Württemberg ²⁾	1 000	9 904	10 359	10 521	10 480	10 798	11 102	11 202
Energiebedingte CO₂-Emissionen je Einwohner/-in Baden-Württemberg²⁾	t/EW	8,0	7,2	7,3	6,5	6,2	5,3	5,6
Bruttoinlandsprodukt Baden-Württemberg ³⁾	Mill. EUR	X	X	X	X	X	X	576 128
	1991 = 100	100	111,6	114,9	123,6	138,3	140,2	149,0
Energiebedingte CO₂-Emissionen je BIP³⁾	t/1 000 EUR	X	X	X	X	X	X	0,1
	1991 = 100	100	84,4	85,1	69,7	61,3	53,2	53,2
Energiebedingte CO₂-Emissionen Deutschland⁴⁾	1 000 t	954 583	835 870	811 782	775 678	751 870	601 558	626 142
Einwohner/-innen Deutschland ²⁾	1 000	79 973	81 457	81 337	80 284	81 687	83 161	83 798
Energiebedingte CO₂-Emissionen je Einwohner/-in Deutschland²⁾	t/EW	11,9	10,3	10,0	9,7	9,2	7,2	7,5
Bruttoinlandsprodukt Deutschland ³⁾	Mill. EUR	X	X	X	X	X	X	3 876 810
	1991 = 100	100	115,2	118,3	125,4	136,4	140,5	147,6
Energiebedingte CO₂-Emissionen je BIP³⁾	t/1 000 EUR	X	X	X	X	X	X	0,2
	1991 = 100	100	76,0	71,9	64,8	57,7	44,8	44,4



*1) Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Ohne internationalen Luftverkehr. 2) Jahresdurchschnitt, Bevölkerungsfortschreibung auf der Basis des Zensus 2011, AK VGRdL, Berechnungsstand August 2023/Februar 2024. – 3) Bezugsgröße für Angaben in Mill. EUR und EUR/GJ: Bruttoinlandsprodukt in jeweiligen Preisen; für Angaben Index: Bruttoinlandsprodukt preisbereinigt, verkettet; AK VGRdL, jeweils Berechnungsstand August 2023/Februar 2024, eigene Berechnungen. – 4) Ohne Diffuse Emissionen.

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt), Jahr 2022: BW 11,2 Mio.: D 83,8 Mio.

Einleitung und Ausgangslage

CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und Strommix in Baden-Württemberg im Jahr 2019/20/22

CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

Zum Tag der Umwelt: Der Strommix wird grüner – 35 % weniger Emissionen seit 1990

Im Jahr 2019 stammten 18 % der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg aus der Stromerzeugung. Dies entspricht 11,3 Millionen (Mill.) Tonnen CO₂. Nach den Sektorzielen des Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzeptes Baden-Württemberg IEKK sollte der Ausstoß von CO₂ im Stromsektor zwischen 1990 und 2020 um 15 bis 18 % verringert werden. Nach Berechnungen des Statistischen Landesamtes sank der CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung im Vergleich zum Jahr 1990 bereits um 35 % (6,2 Mill. Tonnen). Damit übertraf der Stromsektor bereits 2019 deutlich das festgelegte Minderungsziel von mindestens 15 % für das Jahr 2020.

Der Emissionsfaktor des Strommixes in Baden-Württemberg ist im Jahr 2019 von 293 g CO₂/kWh 2018 auf 230 g CO₂/kWh gesunken und liegt damit unter dem Wert des Jahres 1990 (335 g CO₂/kWh). Der Hauptgrund für die starke Emissionsabnahme 2019 war der massive Rückgang der emissionsintensiven Steinkohleverstromung in Baden-Württemberg. Die gestiegenen CO₂-Zertifikatspreise, die niedrigen Marktpreise für Erdgas und nicht zuletzt der wachsende Anteil der Erneuerbaren Energien haben die Kohleverstromung schnell unwirtschaftlich gemacht. Dadurch hat sich die Struktur der Stromerzeugung zunehmend zugunsten der klimafreundlicheren Energieträger ¹⁾ verschoben. Der Brennstoffeinsatz fossiler Energieträger für die Stromerzeugung ging im Vergleich zu 2018 deutlich zurück (-26 %). Gleichzeitig verzeichneten Erneuerbare Energien einen Zuwachs von 4,1 %. Ein Drittel (31 %) des Bruttostroms in Baden-Württemberg wurde 2019 aus Erneuerbaren Energien erzeugt, womit diese erstmals mehr Strom lieferten als Steinkohle. Nur die Kernenergie haben die Erneuerbaren noch nicht überholt. Mit einem Anteil von 36,8 % liegt die Kernenergie weiterhin auf dem ersten Platz im Strommix Baden-Württembergs.

Jahr 2020:

- Energiebedingten CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung 9,0 Millionen (Mill.) Tonnen CO₂
- Stromanteil 15,4% von gesamt 58,5 Mio. t CO₂
- Veränderung 1990/2020: - 48,8%
- Emissionsfaktor Strommix 236g CO₂/kWh bezogen auf NSE

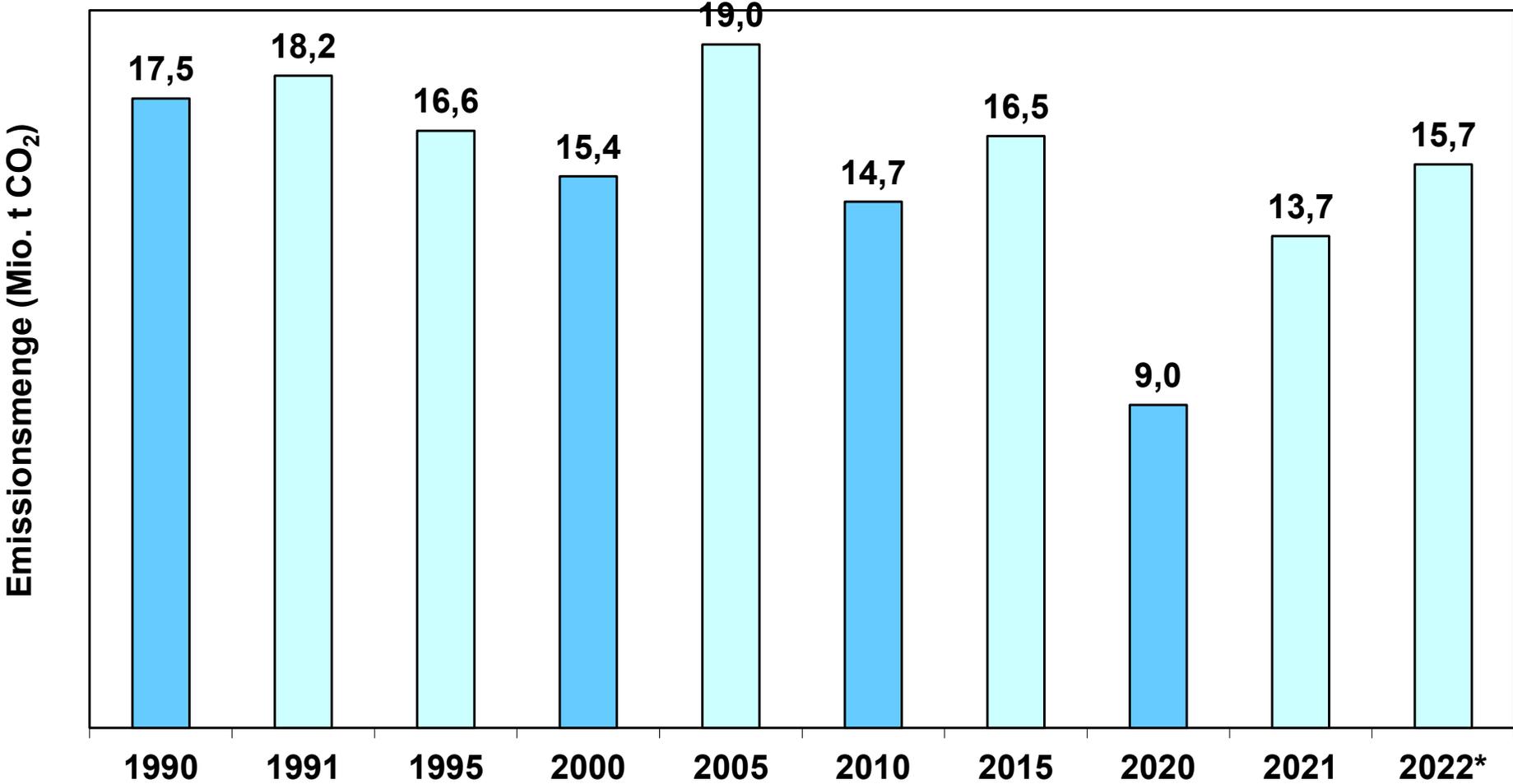
Jahr 2022:

Im Sektor **Energiewirtschaft**, der aktuell 28 % der Gesamtemissionen in Baden-Württemberg verursacht, waren mit 1,8 Mill. Tonnen (+10 %) die größten Emissionsanstiege zu verzeichnen. Hauptgrund dafür war wie auch bereits 2021 die im Vergleich zum Vorjahr erhöhte Stromerzeugung aus besonders emissionsintensiven Steinkohlekraftwerken. Vor dem Hintergrund gedrosselter Gaslieferungen aus Russland wurde vermehrt Steinkohle eingesetzt, um die Erdgasreserven zu schonen und damit die Stromversorgung im Land und im europäischen Ausland zu sichern. Die gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (+7 %), die milde Witterung sowie die geringere Stromnachfrage haben eine im Vergleich zum Vorjahr noch stärkere Erhöhung der Kohleverstromung gebremst.

1) Der Emissionsausstoß unterscheidet sich je nach Energieträger deutlich voneinander. So weist beispielweise Erdgas nur knapp zwei Drittel der spezifischen Emissionen von Steinkohle auf

Entwicklung der Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen bei der Stromerzeugung in Baden-Württemberg 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 15,7 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2022: - 10,3%
Stromanteil 25,1% von gesamt 62,5, Mio. t CO₂



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig , Stand 3/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

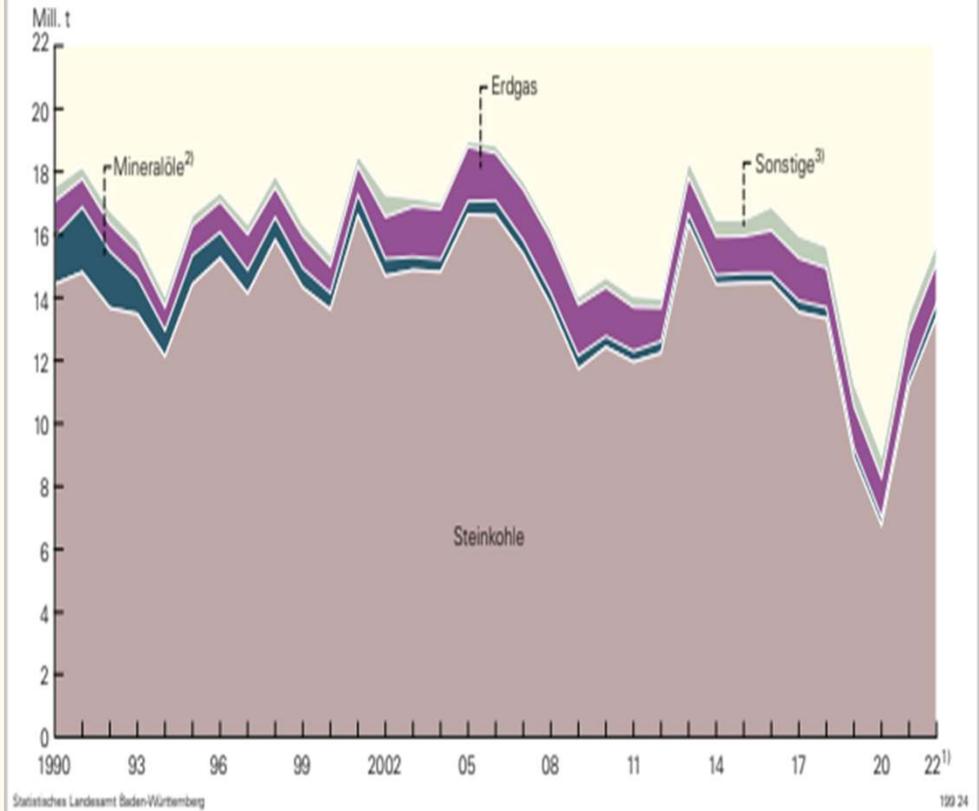
Quelle: Stat. LA BW 3/2024

Entwicklung der Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen der Stromerzeugung nach Energieträgern in Baden-Württemberg 1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 15,7 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2022 – 10,4%
 Stromanteil 25,1% von 62,5 Mio. t CO₂

61. Entwicklung der Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen in der Stromerzeugung*
 in Baden-Württemberg seit 1990 nach Energieträgern

Energieträger	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2019	2020	2021	2022 ¹⁾
	Mill. t										
Steinkohle	14,43	14,81	14,43	13,63	16,65	12,43	14,47	8,92	6,75	11,20	13,39
Braunkohle	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mineralöle ²⁾	1,50	2,07	0,93	0,52	0,42	0,34	0,31	0,31	0,27	0,31	0,44
Erdgas	1,14	0,90	0,94	0,85	1,74	1,56	1,18	1,30	1,24	1,36	1,26
Sonstige ³⁾	0,47	0,39	0,34	0,38	0,20	0,32	0,52	0,75	0,72	0,61	0,64
Emissionen insgesamt	17,55	18,17	16,64	15,37	19,01	14,66	16,49	11,28	8,99	13,48	15,73



*) Der Kraftwerke für die allgemeine Versorgung sowie der Industriewärme Kraftwerke. – 1) Vorläufige Ergebnisse. – 2) Heizöl, Benzin, Diesel, Flugturbinenkraftstoff, Raffineriegas, Flüssiggas, Stadtgas, Petrolkoks, Petroleum, andere Mineralöle. – 3) Abfälle fossile Fraktion und sonstige emissionsrelevante Stoffe wie Ölschiefer.
 Datenquellen: Länderarbeitskreis Energiebilanzen; Ergebnisse von Modellrechnungen in Anlehnung an den nationalen Inventarbericht (NIR) Deutschland 2024.
 Berechnungsstand: Frühjahr 2024.

1) Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

Der Kraftwerke für die allgemeine Versorgung sowie der Industriewärme Kraftwerke.

2) Heizöl, Benzin, Diesel, Kerosin, Raffineriegas, Flüssiggas, Stadtgas, Petrolkoks, Petroleum, andere Mineralöle.

3) Abfälle fossile Fraktion und sonstige emissionsrelevante Stoffe wie Ölschiefer.

Quellen: Länderarbeitskreis Energiebilanzen; Ergebnisse von Modellrechnungen in Anlehnung an den nationalen Inventarbericht (NIR) Deutschland 2024.

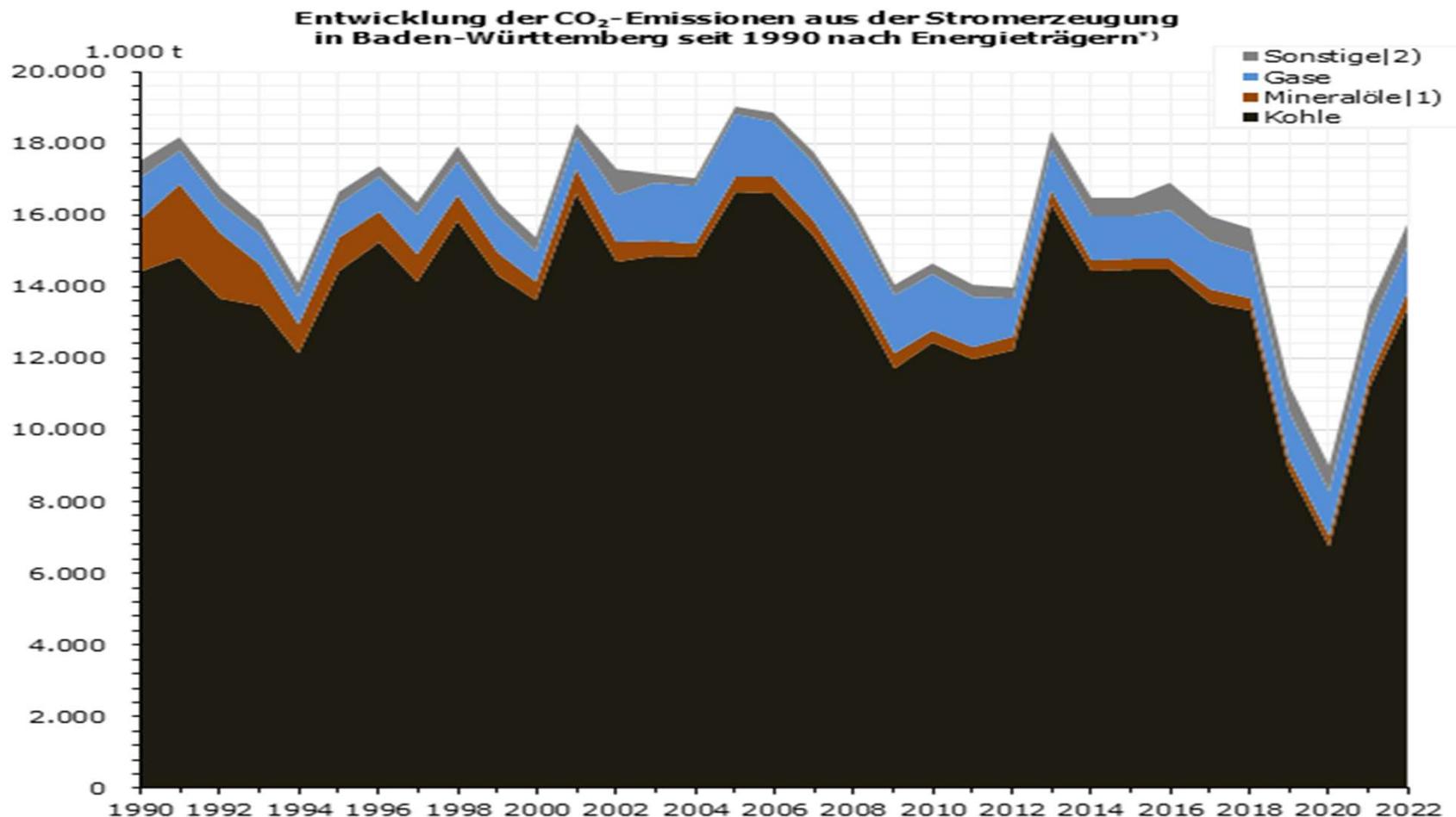
Berechnungsstand: Frühjahr 2022 aus UM BW & Stat. LA BW – Energiebericht 2022, 7/2024; Stat. LA BW 7/2024

Entwicklung der Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen bei der Stromerzeugung nach Energieträgern in Baden-Württemberg 1990-2022 (3)

Jahr 2022: Gesamt 15,7 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2022: - 10,3%

Anteil Steinkohle 85,1%

Stromanteil 25,1% von 62,5 Mio. t CO₂



^{*)} Kraftwerke der allgemeinen Versorgung sowie Industriekraftwerke.

1) Heizöl S, Heizöl EL, Benzin, Diesel, Kerosin, Raffineriegas, Flüssiggas, Stadtgas, Petrolkoks, Petroleum, andere Mineralöle.

2) Abfälle fossile Fraktion, sonstige emissionsrelevante Stoffe wie Ölschiefer usw...

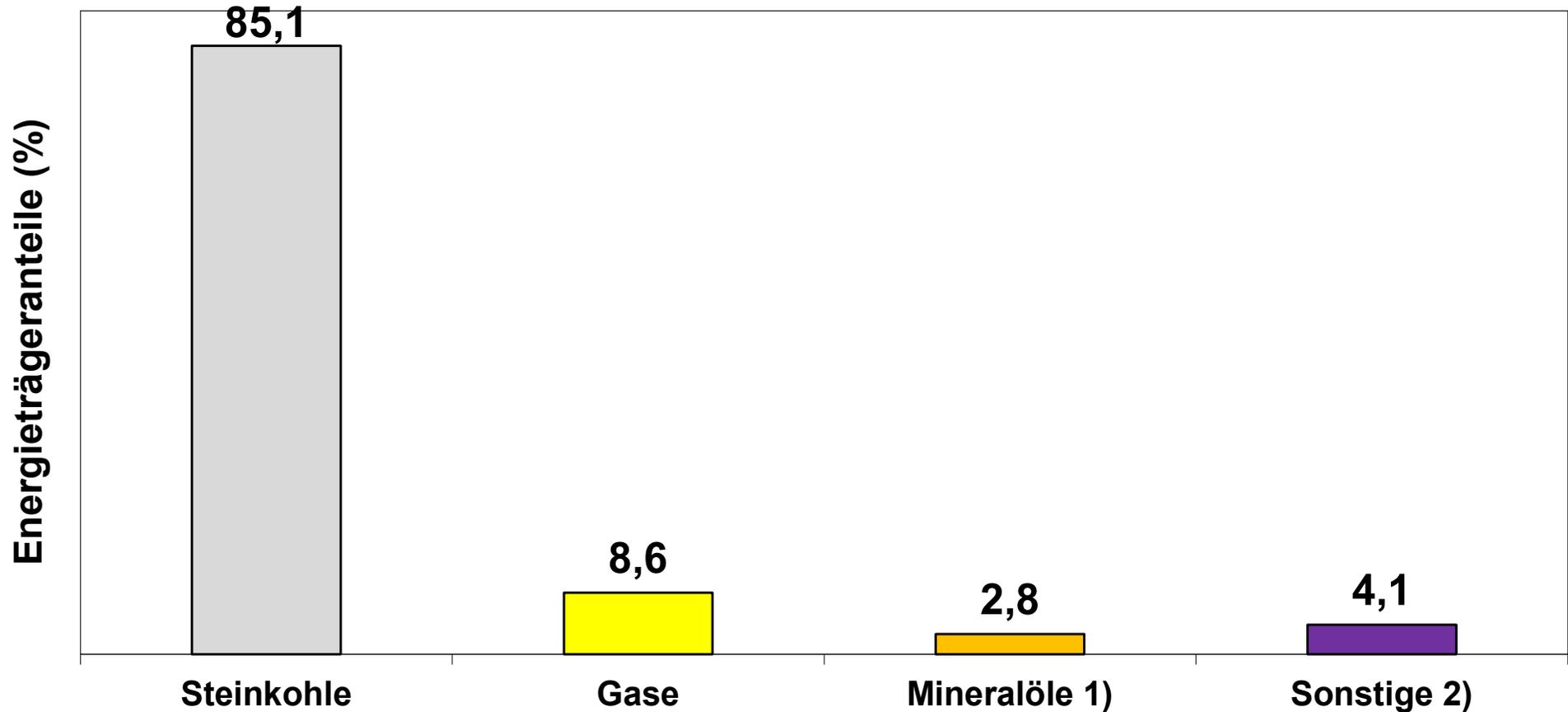
Berechnungsstand: Frühjahr 2024.

Datenquelle: Länderarbeitskreis »Energiebilanzen« ; Ergebnisse von Modellrechnungen in Anlehnung an den nationalen Inventarbericht (NIR) Deutschland 2024

© Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2024

Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen bei der Stromerzeugung nach Energieträgern in Baden-Württemberg 2022 (4)

Jahr 2022: Gesamt 15,7 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2022 - 10,3%
Stromanteil 25,1% von gesamt 62,5 Mio. t CO₂



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, März 2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 11,2 Mio.

Kraftwerke der allgemeine Versorgung sowie Industriekraftwerke.

1) Heizöl S, Heizöl EL, Benzin, Diesel, Kerosin, Raffineriegas, Flüssiggas, Stadtgas, Petrolkoks, Petroleum, andere Mineralöle.

2) Abfälle fossile Fraktion, sonstige emissionsrelevante Stoffe wie Ölschiefer usw..

Erdgasmärkte in Deutschland

Einleitung und Ausgangslage

Energiesituation in Deutschland, Beitrag Erdgas im Jahr 2022 (1)

2.1 Erdgas

Der Erdgasverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um 15,8% zurückgegangen, was zum einen auf die milde Witterung zurückzuführen ist, aber vor allem auf die hohen Erdgaspreise, welche den industriellen aber auch den privaten Verbrauch erheblich drosselten. Die Erdgasimporte nahmen gegenüber dem Vorjahr deutlich ab. In 2022 wurde 13,4% weniger Erdgas eingeführt. Weiterhin nahmen aufgrund der geringeren russischen Erdgaslieferungen (Abb. 2-1) die Re-Exporte in die europäischen Nachbarländer um 30,4% ab (DESTATIS 2023a) Erdgas blieb aber mit einem Anteil von 23,6% im Jahr 2022 der zweitwichtigste Energieträger Deutschlands (AGEB 2023).

Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erdgasförderung um 6,2% gefallen (Tab. 1). In 2022 wurden rund 4,8 Mrd. m³ Reingas gefördert (LBEG 2023).

Tabelle 1: Kennziffern des deutschen Erdgassektors im Jahr 2022 sowie Veränderungen zum Vorjahr (LBEG 2023, DESTATIS 2023a).

	Reingasförderung	4,8 Mrd. m ³	-6,2 %	↘
	sichere Reingasreserven	19,3 Mrd. m ³	-1,5 %	→
	Verbrauch	80,6 Mrd. m ³	-15,8 %	↓
	Erdgasimporte	137,35 Mrd. m ³	-13,4 %	↓

Die in Erdgasressourcen in Deutschland insgesamt werden auf 1,36 Bill. m³ geschätzt. Diese setzen sich zusammen aus 0,02 Bill. m³ konventionellem Erdgas, 0,45 Bill. m³ Kohleflözgas, 0,09 Bill. m³ Erdgas aus Tight-Gas-Vorkommen (BGR 2023) und Erdgas aus Schiefergasvorkommen, das in der Größenordnung von 0,3 bis 2 Bill. m³ liegt (im Mittel bei 0,8 Bill. m³; BGR 2016).

>> Erdgasverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um 15,8% zurückgegangen

Niedersachsen verfügt über 99% der gesamten sicheren Reingasreserven der Bundesrepublik. Gleichfalls erfolgt in diesem Bundesland fast 99% der Förderung. Im Berichtsjahr standen 66 Erdgasfelder in Betrieb (LBEG 2023). Das größte Erdgasförderunternehmen nach inländischer betrieblicher Förderleistung war die ExxonMobil Production GmbH mit etwa zwei Dritteln Anteil an der Gesamtförderung (BVEG 2023).

Die Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland wurde in 2022 im Wesentlichen durch die Wintershall Dea AG erbracht. Das Unternehmen war im Berichtsjahr in Nordeuropa, der Russischen Föderation, Nordafrika und Lateinamerika und den Vereinigten Arabischen Emiraten aktiv. Wintershall Dea AG kündigte im Januar 2023 an, sich aus der Russischen Föderation zurückzuziehen (Wintershall DEA 2023).

Die deutschen Erdgasimporte gelangten in den letzten Jahren über drei Haupttrouten ins Land: Direkt über die Pipelineanbindungen aus den norwegischen Erdgasfeldern in der Nordsee, über Pipelineanbindungen aus den Niederlanden, die das Erdgas überwiegend aus Norwegen, Großbritannien oder in Form von LNG bezogen und die Pipelineanbindungen aus der Russischen Föderation. Russisches Erdgas kam hauptsächlich über drei Pipelinerrouten nach

Deutschland: Über die Jamal-Pipeline, die über Weißrussland und Polen führt, über das Pipelinenetz der Ukraine, das über die Slowakei und Tschechien angebunden ist, sowie direkt über die Nord Stream-Pipelines in der Ostsee. Die gesamten Erdgasimporte waren in den letzten Jahren erheblich höher als der deutsche Erdgasverbrauch, da ein großer Teil des Erdgases in die europäischen Nachbarländer reexportiert wurde.

Seit Beginn des Angriffskrieges der Russischen Föderation auf die Ukraine im Februar 2022 haben sich die Verhältnisse beim Erdgasimport grundlegend verändert. Die russischen Erdgaslieferungen nach Deutschland wurden seit Juni 2022 signifikant reduziert. Anfang September wurden die Erdgasflüsse über die Nord Stream-Pipeline eingestellt. Am 26. September kam es zu Anschlägen auf die Nord Stream und die Nord Stream 2 Pipelines. Dabei wurden drei von vier Pipelinesträngen zerstört. Durch die fehlenden Erdgaslieferungen aus der Russischen Föderation musste unter hohen Kosten kurzfristig Ersatz beschafft werden. Der Ausfall russischer Lieferungen wird neben Einsparungen durch verstärkte Importe aus Norwegen und über das

niederländische, das belgische und neuerdings auch das französische Leitungssystem kompensiert (BNetzA 2022).

Nach vorläufigen Berechnungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2023b) ist der durchschnittliche Grenzübergangpreis für Erdgas 2022 im Vergleich zum Vorjahr um rund 197% auf 21.008 €/TJ Erdgas gestiegen. Der Wert der Erdgasimporte nach Deutschland betrug im Jahr 2022 rechnerisch 74 Mrd. €. Die Bedeutung des kurzfristigen Handels an den Spotmärkten und damit auch dessen Einfluss auf die Erdgasimportpreise nimmt etwa seit 2010 stetig zu.

>> Erstmals direkte LNG-Importe nach Deutschland

Der direkte Import von verflüssigtem Erdgas (LNG) nach Deutschland wurde 2022 ermöglicht. Ende 2022 ging das erste schwimmende LNG-Terminal (Floating Storage & Regasification Unit, FSRU) in Wilhelmshaven in Betrieb (Abb. 2-2). Anfang 2023 folgten FSRUs in Lubmin und Brunsbüttel, sodass sich die LNG-Importkapazität im Herbst 2023 auf rund 14 Mrd. m³

Energiesituation in Deutschland, Beitrag Erdgas im Jahr 2022 (2)

gasförmiges Erdgas beläuft. In der Wintersaison 2023/2024 sollen zusätzliche Verbindungsleitungen und weitere FSRUs an den Standorten Wilhelmshaven, Stade und Mukran in Betrieb gehen.

2.2 Methanemissionen

Methanemissionen in der Erdgasvorkette sind ein entscheidender Faktor, der die Klimabilanz von Erdgas bestimmt. Auf Basis des „IEA-Methane-Trackers“ (IEA 2023a), sowie der Erdgasförderung im jeweiligen Land (BGR 2023, Eurostat 2023a) wurden hier für das Jahr 2022 für die 16 wichtigsten Erdgaslieferländer der EU-27 die Methanverluste in der Erdgasvorkette ermittelt und errechnet (Abb. 2-3). Die geringsten prozentualen Methanverluste weist auf Basis dieser Datenquellen Erdgas aus Norwegen und die höchsten Erdgas aus Libyen auf. Neben den Methanverlusten im Produktions-

land wurden in der Auswertung auch Methanverluste während des Transports (z. B. als LNG), sowie Emissionen als CO₂ aus der Prozesskette für eine Gesamtbetrachtung berechnet (in g CO₂eq/kWh).

>> Importiertes Erdgas aus Norwegen weist die beste Klimabilanz auf

Innerhalb der wichtigsten Importländer weist Erdgas aus Norwegen demnach die deutlich beste Klimabilanz auf. LNG aus z. B. Katar und Algerien weist etwa dreifach und aus den Vereinigten Staaten, Australien und Nigeria etwa vier- bis fünffach höhere Vorkettenemissionen auf als Erdgas aus Norwegen. Der IEA-Methane-Tracker ist eine anerkannte Quelle für Methanemissionen im Erdöl- und Erdgassektor, allerdings ist die Validität der Daten differenziert zu bewerten. Während für einige Länder, unter anderem Norwegen, den Vereinigten Staaten und Australien, Messdaten inklusive Satellitenmes-

sungen enthalten sind, basieren die Angaben für andere Länder zum Teil auf Schätzungen oder festgelegten Emissionsfaktoren. Eine vergleichsweise geringere Belastbarkeit wird dagegen für Daten zu Methanverlusten für Erdgas aus der Russischen Föderation angenommen. Die Datengrundlage wird noch nicht überall als ausreichend angesehen und die hier präsentierten Werte sind daher als Momentaufnahme mit einer gewissen Unsicherheit zu verstehen, die sich zukünftig auch ändern können.

Unabhängig der großen Spannweite in den Treibhausgasemissionen der Erdgase aus den unterschiedlichen Lieferländern ergeben die Berechnungen, dass Erdgas in der Klimabilanz einen deutlichen Vorteil gegenüber Kohle z. B. bei der Verstromung in Deutschland aufweist (vergleiche Ladage et al. 2021).

Unstrittig ist, dass die Reduzierung der Methanverluste in der Erdgasvorkette weiter vorangetrieben werden sollte, um insbesondere technisch leicht zu verhindernde Emissionen zu vermeiden. Im Rahmen verschiedener Industrieprogramme (z. B. Oil and Gas Methane Partnership), multilateraler Initiativen (z. B. Global Methane Pledge) als auch regulatorischer Direktiven (z. B. im Rahmen der EU Methane Strategy) werden derzeit „Best-Practices“ als auch Zertifizierungssysteme (z. B. MiQ, Project Canary) bezüglich Methanemissionen in der Erdgasvorkette entwickelt.

Methanemissionen siehe Kapitel EU-27, THG

Entwicklung Erdgasversorgung Deutschlands zu Lieferländer-Mengen und Erdgasanteil am PEV von 1960-2022 (3)

Jahr 2022: Erdgasverbrauch 80,6 Mrd. m³

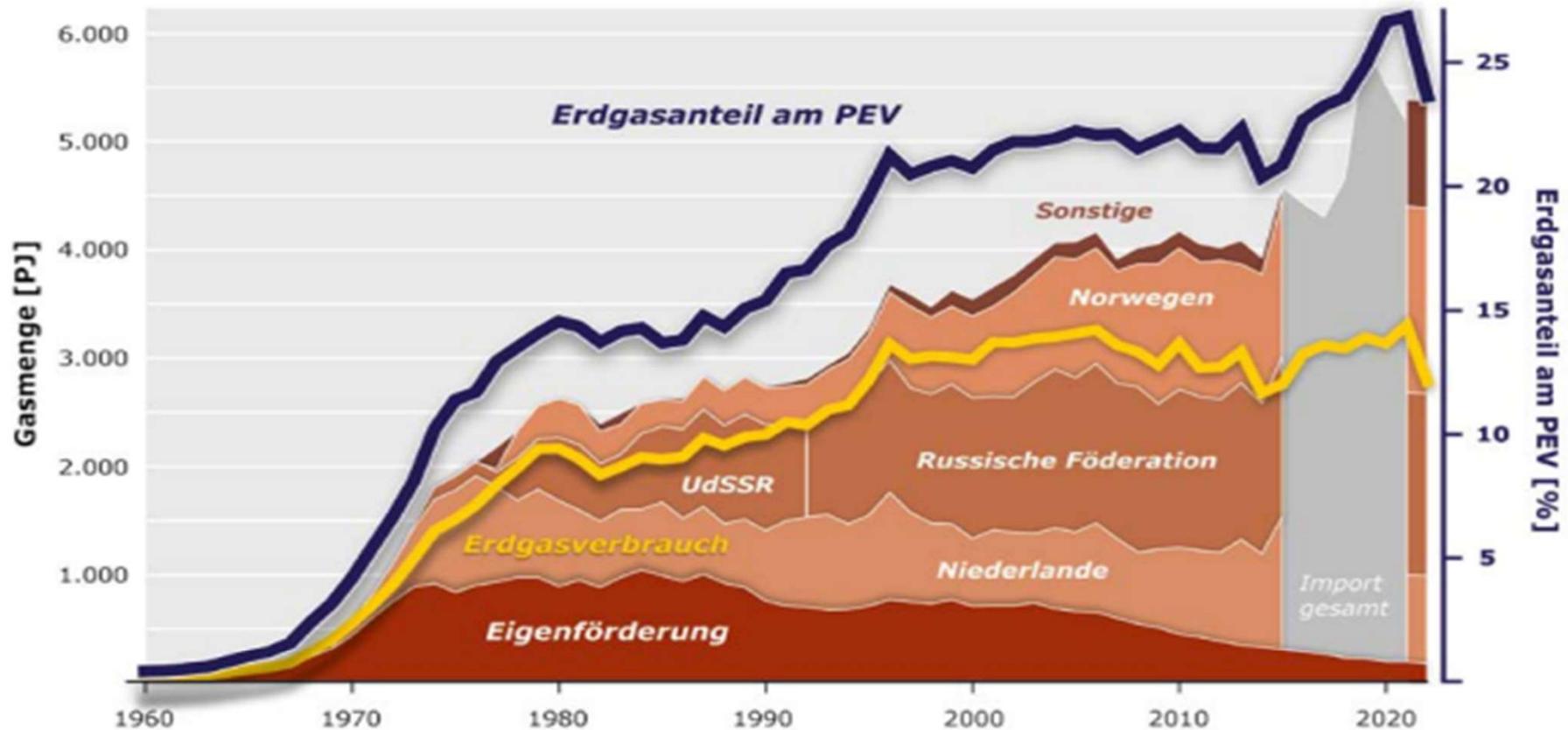


Abbildung 2-1: Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 bis 2022 und Erdgasanteil am PEV (blaue Kurve, rechte Skala). Die gelbe Kurve zeigt den rechnerischen deutschen Erdgasverbrauch (AGEB 2023, BAFA 2023a, Eurostat 2023a). Für den Zeitraum von 2016 bis 2021 liegen keine Informationen zu den Liefermengen aus den Ursprungsländern vor.

Deutsche Erdgasversorgung 2021/2022 (4)

Jahr 2022: Abgabe verfügbares Gas 849,9 TWh, davon Inlandgewinnung 44,6 TWh (Anteil 5,2%)

Tabelle A-6: Deutsche Erdgasversorgung 2021/2022 [TWh]

Herkunft	2021	2022	Veränderung 2021/22	[%]
Gewinnung von Erdgas inkl. Erdölgas im Inland	47,8	44,6	-3,2	-6,6
Gewinnung von Erdölgas im Inland	0,4	0,3	0,0	-6,7
Netzeinspeisung von Gas durch inländ. Unternehmen	48,3	45,7	-2,6	-5,5
Netzeinspeisung von Biogas durch inländ. Unternehmen	1,8	1,9	0,1	6,7
Netzeinspeisung von Gas aus Nachbarstaaten	1.673,3	1.449,1	-224,2	-13,4
Netzausspeisung von Gas in Nachbarstaaten	768,9	534,9	-233,9	-30,4
Eigenverbrauch von Gas	5,8	8,8	3,0	51,4
Speicherveränderung	61,4	-102,0	-163,4	-266,2
Zur Abgabe im Inland verfügbares Gas	1.009,6	849,9	-159,7	-15,8

Quelle: DESTATIS

Kenndaten Gas in Deutschland 2009-2019 (1)

Die wichtigsten Zahlen auf einen Blick

Gasversorger	2009	2018	2019 ¹⁾	Änderung zum Vorjahr in Prozent
Beschäftigte (Tsd.)	35,4	39,0	39,2	+0,5
Umsatz (Mrd. Euro) aus dem Gasverkauf an Letztverbraucher ²⁾	37,0	32,3	33,9	+4,8
Investitionen (Mrd. Euro)	3,0	2,9	2,7	-6,7
Inländ. Erdgasförderung (Mrd. kWh)	141,5	61,7	59,2	-3,9
Erdgaseinfuhr ³⁾ (Mrd. kWh)	949,3	1 773,3	1 712,1	-3,4
Erdgasausfuhr ³⁾ (Mrd. kWh)	143,3	861,8	736,6	-14,5
Netto-Import (Mrd. kWh)	806,0	911,4	975,5	+7,0
Speichersaldo (Mrd. kWh)	-34,4	-21,9	-52,6	-
Erdgasverbrauch (Mrd. kWh)	913,1	951,2	982,2	+3,3
Erdgasabsatz (Mrd. kWh)	904,9	935,4	957,3	+2,3
Netzeinspeisungen Bio-Erdgas (Mrd. kWh)	1,0	10,4	9,5	-8,8
Zahl der erdgasbeheizten Wohnungen (Mio.)	19,5	20,8	20,9	+0,6
Rohrnetzlänge (Tsd. km)	431,7	487,7	490,0	+0,5
- Niederdrucknetz	141,0	160,3	161,0	+0,4
- Mitteldrucknetz	180,2	205,8	207,0	+0,6
- Hochdrucknetz	110,4	121,6	122,0	+0,3
Untertage-Erdgasspeicher				
- Anzahl	47	47	47	-
- Kapazität (Mio. m ³)	20 804	24 298	23 900	-1,6

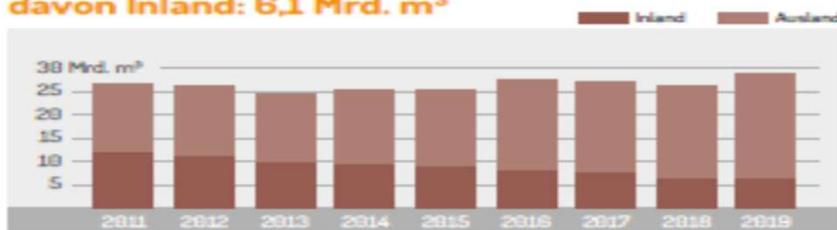
Quellen: Destatis, BVEG, dena, LBEG, BDEW

1) vorläufig, 2) ohne Mehrwertsteuer, 3) ab 2018 einschl. aller Transite

Aktuelle Branchenkennzahlen zum Erdgas und Erdöl in Deutschland 2019 (2)

Erdgasförderung 2019

28,6 Mrd. m³
davon Inland: 6,1 Mrd. m³



Erdölförderung 2019

10,4 Mio. t
davon Inland: 1,9 Mio. t



Förderabgaben 2019

194 Mio. €



Bohrleistung 2019

43 km



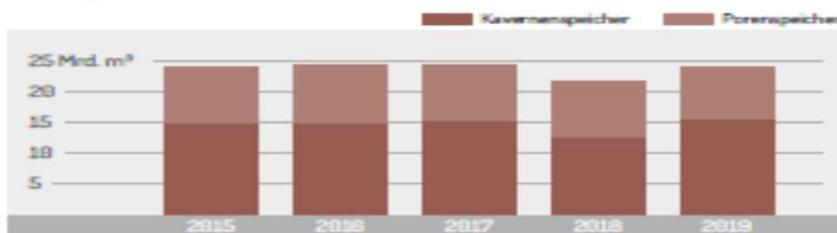
Mitarbeiter 2019

8.246



Arbeitsgasvolumen in Erdgasspeichern 2019

23,9 Mrd. m³



Versorgung des deutschen Erdgasmarktes 2019

91 Mrd. m³



*aus Datenschutzgründen liegen keine Daten zu Herkunftsländern vor

Grundlagen und Rahmenbedingungen

Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung in Deutschland, Stand 1/2018 (1)

Die Sicherungsmaßnahmen der deutschen Gasversorgungsunternehmen stützen sich auf einen breiten Maßnahmenkatalog. Hierzu zählen neben der Inlandsförderung insbesondere:

- Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege,
- stabile Beziehungen zu Lieferländern,
- langfristige Gaslieferverträge sowie
- eine hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive der Unter-Tage-Speicher.

Von zunehmender Bedeutung ist auch der Zugang zu LNG-Terminals (LNG: "liquefied natural gas").

Diversifikation der ausländischen Bezugsquellen und Transportwege

Die deutsche Gasversorgung ist relativ breit diversifiziert. Der Import und die Verteilung von Erdgas in Deutschland erfolgen über ein weit verzweigtes Pipelinesystem. Aus Norwegen wird das Erdgas über drei Pipelines (Norpipe, Europipe I und II) mit einer Gesamtkapazität von 54 Milliarden m³ aus verschiedenen Gasfeldern nach Emden/Dornum gebracht.

Russisches Gas wird zum einen durch die Jamal Europa (Kapazität rund 33 Milliarden m³, Grenzübergabepunkt Mallnow) und das Ukraine-Leitungssystem (Kapazität ca. 120 Milliarden m³ Grenzübergabepunkt Waidhaus/Sayda) nach Deutschland und Westeuropa geleitet. Zum anderen erlauben es die zwei bestehenden Stränge der Nord Stream-Pipeline, russisches Gas unmittelbar aus Russland zu beziehen. Beide Stränge mit einer Länge von je 1.224 km verlaufen von der Bucht von Portovaya nahe Wyborg durch die Ostsee bis zur deutschen Küste nach Lubmin in der Nähe von Greifswald. Sie verfügen seit der Fertigstellung des zweiten Strangs im Jahre 2012 über eine Transportkapazität von jährlich bis zu 55 Milliarden m³ Erdgas und können Verbraucher in Deutschland, Dänemark, im Vereinigten Königreich, in den Niederlanden, Belgien, Frankreich, in der Tschechischen Republik und anderen Ländern versorgen.

Hinzu kommt eine Vielzahl von Anbindungen in die Niederlande, unter anderem an das niederländische Gasfeld Groningen.

In Zukunft soll der kaspische Raum ("südlicher Korridor") als neue Lieferquelle für Europa und zumindest indirekt auch für Deutschland erschlossen werden. Ab 2019 soll über die Transadriatische Gaspipeline (TAP) erstmals Gas mit einer Kapazität von 10 Milliarden Kubikmetern pro Jahr aus Aserbaidschan nach Europa geliefert werden.

Stabile Beziehungen zu Lieferländern/langfristige Gaslieferverträge

Langfristige Gasimportverträge geben den Produzenten Sicherheit über zukünftige Absatzmengen und werden als Finanzierungsinstrument für die erforderlichen hohen Investitionen in Exploration, Produktion und Infrastruktur eingesetzt. Für die importierenden Staaten stellen diese Verträge einen wichtigen Bestandteil für eine langfristige Versorgungssicherheit dar. Die Lieferverträge haben zum Teil Laufzeiten von 20 Jahren und länger.

Gas-Stresstest der Europäischen Kommission

Um mögliche Engpass-Szenarien auf europäischer Ebene bei der Versorgung mit Erdgas zu prüfen und Schlüsse daraus zu ziehen, wurden sogenannte Gas-Stresstests in 38 europäischen Staaten durchgeführt. Dabei wurden zwei konkrete Ausfallsituationen simuliert: Erstens ein vollständiger Lieferstopp von russischem Erdgas und zweitens die Unterbrechung der russischen Gasimporte über die ukrainische Transitroute für einen Zeitraum von einem oder sechs Monaten.

Die Ergebnisse des Gas-Stresstests hat die Europäische Kommission im Oktober 2014 auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung in Deutschland, Stand 1/2018 (2)

Speicherkapazitäten

Erdgasspeicher spielen eine wichtige Rolle beim saisonalen Ausgleich von Produktions- und Verbrauchsschwankungen und für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Einrichtung von Speichern. Die vorhandenen Gasspeicher sind ausreichend dimensioniert, um die Versorgung auch während intensiver Winterphasen oder bei Lieferausfällen zu gewährleisten. Das ergab die am 23. Juni 2015 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlichte Studie "Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher". Voraussetzung dafür ist ein ausreichender Füllstand der Speicher.

Ende 2015 befanden sich in Deutschland 51 Erdgasspeicher im Betrieb (20 Porenspeicher und 31 Kavernenspeicher). Das derzeit nutzbare maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 24,6 Milliarden m³. Deutschland verfügt über die nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit viertgrößten Speicherkapazitäten. Im EU-Vergleich hat Deutschland die größten Speichermöglichkeiten. Die maximale Speicherkapazität reicht gegenwärtig statistisch gesehen im Durchschnitt für 80 Tage Vollversorgung. Dieses Speichervolumen soll in den nächsten Jahren noch erhöht werden.

Die EU-Kommission hat den Beitrag von Gasspeichern für den Energiebinnenmarkt und für die Versorgungssicherheit in einer Studie untersuchen lassen. Die Studie wurde im August 2015 veröffentlicht und ist hier (PDF: 5,76 MB) abrufbar (Stand: 2014, nur auf Englisch verfügbar).

LNG - Flüssigerdgas

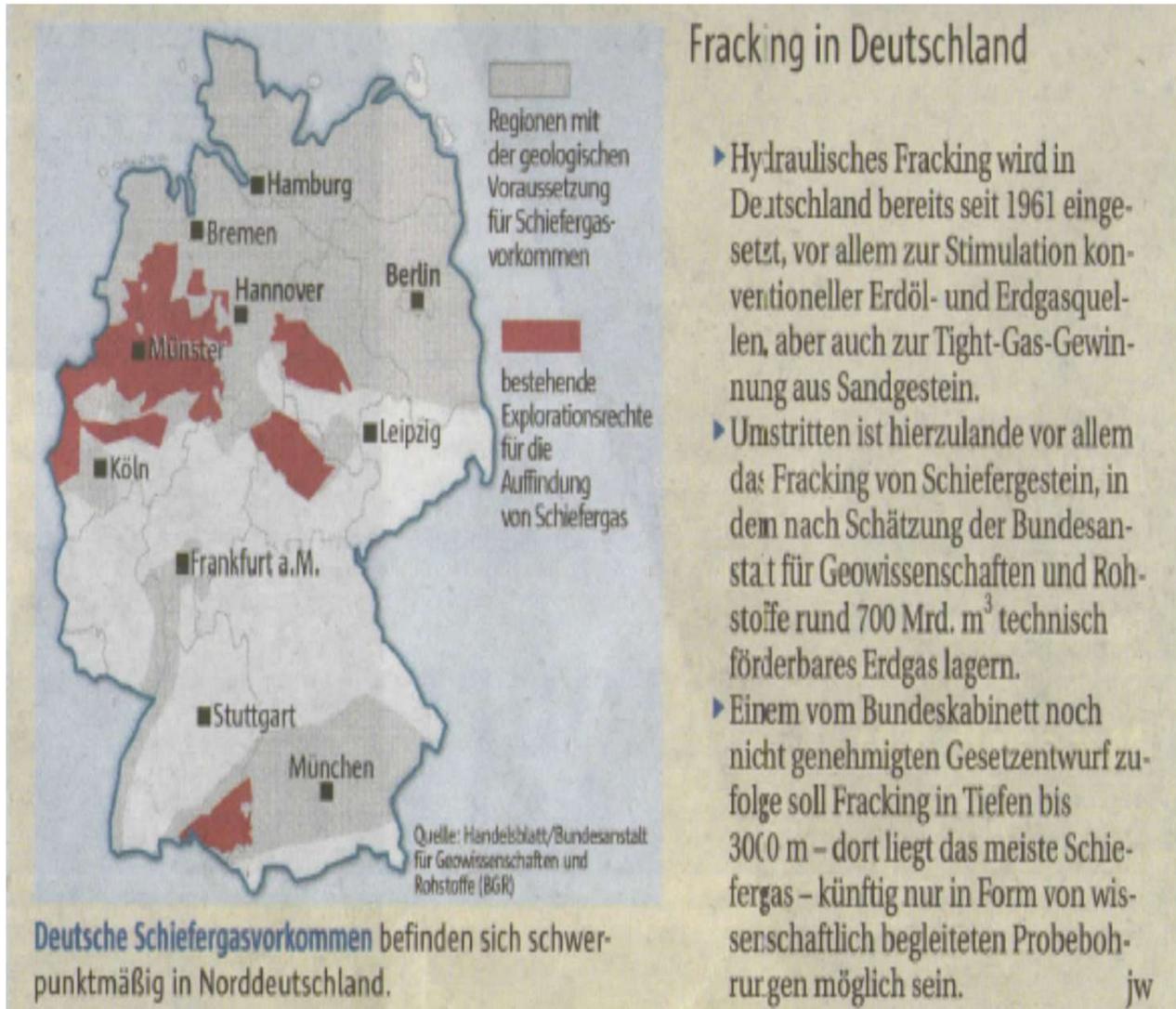
Von zunehmender Bedeutung für Deutschland ist auch der Zugang zu LNG-Terminals. LNG ("liquefied natural gas") ist mittels Abkühlung verflüssigtes Erdgas, das aufgrund seines geringen Volumens besonders im Transport und in der Lagerung große Vorteile besitzt. Flüssigerdgas spielt weltweit eine immer größere Rolle und bietet auch deutschen Unternehmen eine Chance. In Deutschland existiert zwar bislang kein Anlandeterminal für LNG, über die benachbarten Staaten Belgien (Zeebrügge), Niederlande (Rotterdam) oder anderen europäischen Staaten kann allerdings der Zugang zu LNG für den deutschen Markt prinzipiell sichergestellt werden. Deutsche Gasversorgungsunternehmen haben Beteiligungen an LNG-Terminals im Ausland erworben und planen den Erwerb weiterer Kapazitäten (Belgien, Frankreich, Niederlande).

Monitoring der Versorgungssicherheit

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie führt gem. § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch.

Erdgasgewinnung durch Fracking in Deutschland, Stand 1/2018 (1)

Um Erdgas aus tiefen Gesteinsschichten zu fördern, wird seit einigen Jahren insbesondere in den USA bei horizontal abgelenkten Bohrungen eine Technik angewandt, die unter dem Begriff "Hydraulic Fracturing" beziehungsweise "Fracking" bekannt geworden ist. Dabei werden durch Einpressen einer Flüssigkeit (Wasser und Additive) und dem damit einhergehenden Druckanstieg kontrolliert kleine Risse in dem Gestein erzeugt, in dem das Erdgas enthalten ist. Durch diesen Prozess wird das Gas freigesetzt, so dass es durch die Bohrleitungen an die Oberfläche geleitet werden kann. Bei der Fracking-Technologie kann dabei zwischen bereits langjährig erprobten Anwendungen in Deutschland ("konventionelles Fracking") und neuen Anwendungen ("unkonventionelles Fracking") unterschieden werden.



Erdgasgewinnung durch Fracking gefährdet Trinkwasser nicht, Fazit einer VDI Tagung im Dezember 2014. In Tiefen, in denen Fracking durchgeführt wird, haben wir kein Süßwasser, so Präsident Hans-Joachim Kämpel von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BRG, Hannover. Schon in einer Tiefe von 1.200 m habe das Wasser einen Salzgehalt von bis zu 20%, ein Vielfaches der Konzentration im offenen Meer. In einer für die Erdgasgewinnung aus Sandstein üblichen Tiefe von 3.700 m läge der Wasseranteil bei rund 60%. Das muss man bei der eingesetzten Flüssigkeit vergleichen., die einen Anteil von 0,5 bis 2% Chemikalien enthält. Voraussetzung für eine sichere Erdgasgewinnung ist die beiden möglichen technischen Kontaminations-pfade des Wasser durch die Frackingflüssigkeit auszuschließen.

Da die gasführenden Schieferschichten in Deutschland allerdings weit höher liegen als die des Sandsteins, könnte demnächst ein neues Fracking-Fluid eingesetzt werden , das nur noch zwei Komponenten enthält: 0,06% Butoxyethoxyethanol und 0,14% Cholinchlorid. Diese Flüssigkeit wäre nicht mehr wassergefährdend im Sinne der Wasserschutzrichtlinie, während die heute verwendeten Fluide noch in der Wassergefährdungsklasse 1 („schwach wassergefährdend eingestuft sind“).

Exxon Mobil fördert seit den 1960er-Jahren in Niedersachsen Erdgas aus Sandstein nach der Fracking-Technologie.

Erdgasgewinnung durch Fracking in Deutschland, Stand 1/2018 (2)

Mit einem Primärenergieverbrauchsanteil von 22,6 Prozent im Jahr 2016 spielt Erdgas im Energiemix der Bundesrepublik eine wichtige Rolle und wird auch für die nächsten Jahrzehnte einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland leisten. Zudem besitzt Erdgas als Primärrohstoff für die chemische Industrie eine große Bedeutung.

Im Jahr 2015 wurden in Deutschland 8,5 Mrd. Kubikmeter Erdgas durch sogenanntes konventionelles Fracking gewonnen.

Die einheimische Produktion erfolgt vorwiegend in Norddeutschland aus tief liegenden Sand- und Kalksteinen.

Anfang August 2016 wurden auf Grundlage von Vorschlägen des Bundeswirtschaftsministeriums und des Bundesumweltministeriums umfangreiche neue und verschärfte Regelungen zum Einsatz von Fracking in Deutschland im Bundesgesetzblatt verkündet, die gewährleisten, dass der Schutz von Trinkwasser und Gesundheit absoluten Vorrang hat.

Beim "Hydraulic Fracturing" - kurz "Fracking" - werden durch Einpressen einer Flüssigkeit (Wasser und Additive) und dem damit einhergehenden Druckanstieg kontrolliert kleine Risse in dem Gestein erzeugt, in dem das Erdgas enthalten ist. Durch diesen Prozess wird das Gas freigesetzt, so dass es durch die Bohrleitungen an die Oberfläche geleitet werden kann. Während konventionelles Fracking vor allem in Sandstein (meist auch in größerer Tiefe) erfolgt, wird unkonventionelles Fracking in Schiefer-, Ton-, Mergel- und Kohleflözgestein angewendet.

Unkonventionelles Fracking: Verbot für kommerzielle Vorhaben

Die Bundesregierung hat sich im Koalitionsvertrag klar zum Einsatz von unkonventionellem Fracking positioniert. Kommerzielle unkonventionelle Fracking-Vorhaben sind in Deutschland deshalb bis auf weiteres nicht zulässig. Das Verbot betrifft das sogenannte unkonventionelle Fracking bei der Erdgasgewinnung in Schiefer-, Ton-, Mergel- und Kohleflözgestein.

Im Gegensatz zu den bisher in Deutschland genutzten Sandsteinlagerstätten liegen für die Gewinnung von Erdgas unter Einsatz von Fracking aus diesen Lagerstätten hierzulande noch keine Erfahrungen und Kenntnisse vor. Um Erfahrungswerte über die Auswirkungen auf Umwelt und Untergrund zu sammeln, sollen insgesamt vier wissenschaftlich begleitete Erprobungsmaßnahmen möglich sein - allerdings nur unter der Voraussetzung, dass die verwendete Frackingflüssigkeit nicht wassergefährdend ist. Diese Bohrungen bedürfen - neben den auch sonst erforderlichen Genehmigungen durch die zuständigen Länderbehörden – der Zustimmung der Landesregierung. Die Probebohrungen sollen, sofern sie durchgeführt werden, von einer unabhängigen Expertenkommission bestehend aus sechs Sachverständigen anerkannter Forschungseinrichtungen und Behörden begleitet werden.

Im Jahr 2021 soll der Deutsche Bundestag überprüfen, ob es beim Verbot des unkonventionellen Frackings bleibt.

Konventionelles Fracking: Trinkwasserschutz steht im Vordergrund

Das konventionelle Fracking bei der Erdgasförderung aus Sandgestein wird in Deutschland schon seit vielen Jahren angewendet und ist langjährig erprobt. Um Umwelt- und Verbraucherschutz besser Rechnung zu tragen, wurden die bestehenden Regelungen zur konventionellen Erdöl- und Erdgasförderung, aber auch zum Einsatz von Fracking zur Aufsuchung und Gewinnung von Geothermie, noch einmal deutlich verschärft und ergänzt. Fracking wird in sensiblen Gebieten wie unter anderem in Wasserschutz- und Heilquellenschutzgebieten, an Seen und Talsperren zur Trinkwassergewinnung, an Wasserentnahmestellen der öffentlichen Wasserversorgung, in Einzugsgebieten von Mineralwasservorkommen, Heilquellen und Stellen zur Entnahme von Wasser zur Herstellung von Lebensmitteln verboten. Die Bundesländer, denen die Genehmigung von Fracking-Vorhaben obliegt, können darüber hinaus weitere Einschränkungen vorsehen.

Erdgasgewinnung durch Fracking in Deutschland, Stand 1/2018 (3)

Weitreichende Regelungen für mehr Umweltverträglichkeit

Neben diesen zentralen Aspekten enthält das Regelungspaket auch neue Regelungen zur Umweltverträglichkeit, insbesondere zum Schutz des Trinkwassers. An die Entsorgung von Rückflüssen und Lagerstättenwasser werden höchste Anforderungen nach dem Stand der Technik gestellt. Lagerstättenwasser darf nur in Gesteinsschichten, in denen Erdöl oder Erdgas vorhanden war oder ist und bei denen eine Gefährdung des Trinkwassers ausgeschlossen werden kann, eingebracht werden. Zurückfließende Frackfluide dürfen nicht untertägig gelagert werden.

Neu ist eine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-Pflicht) - und damit eine zwingende Öffentlichkeitsbeteiligung - für alle Fracking-Maßnahmen bei der Förderung von Erdöl und Erdgas sowie für die Entsorgung von Lagerstättenwasser. Sie wird in der UVP-Verordnung Bergbau geregelt. Die Beweislast im Hinblick auf mögliche Bergschäden, die von Tiefbohrungen einschließlich Fracking-Maßnahmen oder Kavernen stammen können, wird zugunsten des Geschädigten erleichtert. Diese sogenannte Bergschadensvermutung wird auch auf Schäden, die aufgrund von Erschütterungen durch Erdbeben entstehen, ausgedehnt.

Neue Gesetze zum Thema Fracking

Das neue Regelungspaket zum Fracking ist am 11. Februar 2017 in Kraft getreten. Es besteht aus folgenden Teilen:

- Gesetz zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie (PDF: 60 KB)
- Gesetz zur Ausdehnung der Bergschadenshaftung auf den Bohrlochbergbau und Kavernen (PDF: 53 KB)
- Verordnung zur Einführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen und über bergbauliche Anforderungen beim Einsatz der Fracking-Technologie und Tiefbohrungen (PDF: 54 KB)

Die ursprünglichen Entwürfe der Bundesregierung zum Regelungspaket Fracking, die im April 2015 im Kabinett verabschiedet wurden, finden Sie hier:

- Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie (PDF: 343 KB)
- Entwurf eines Gesetzes zur Ausdehnung der Bergschadenshaftung auf den Bohrlochbergbau und Kavernen (PDF: 276 KB)
- Entwurf einer Verordnung zur Einführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen und über bergbauliche Anforderungen beim Einsatz der Fracking-Technologie und Tiefbohrungen (PDF: 1 MB)

Die Stellungnahme der Bundesländer und Verbände, die im Rahmen der Anhörungen der Bundesregierung zu den Entwürfen abgegeben wurden, finden Sie hier.

Weitere Informationen dazu finden Sie auf der Internetseite des Bundesumweltministeriums (BMUB).

Häufige Fragen und Antworten (FAQ) zum Fracking finden Sie hier. Das Bundesumweltministerium hat ebenfalls FAQ zum Thema Fracking erstellt.

Krisenvorsorge/-management zur Erdgasversorgung in Deutschland, Stand 1/2018

Die Erdgasversorgungslage in Deutschland ist zwar in hohem Maße sicher und zuverlässig. Dies betrifft insbesondere die Versorgung der privaten Haushaltskunden, die nach EU- und nationalem Recht einen besonderen Schutz genießen. Allerdings kann - wie in jedem anderen Energiebereich - nicht völlig ausgeschlossen werden, dass im Falle einer massiven Verschlechterung der Versorgungslage zusätzlich zu marktbasierter Maßnahmen (d. h. Maßnahmen im Verantwortungsbereich der Unternehmen) ein Einschreiten der zuständigen Behörden erforderlich wird. Auch wenn die Eintrittswahrscheinlichkeit einer solchen massiven Versorgungskrise sehr gering ist, muss für einen solchen Fall Vorsorge getroffen werden, um die notwendige Zusammenarbeit aller Beteiligten und die Verfügbarkeit entsprechender Maßnahmen sicherzustellen.

Die "Verordnung EU Nr. 994/2010" des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates ("SoS-VO") sieht vor diesem Hintergrund ein umfassendes Instrumentarium vor, um den Erdgasbinnenmarkt zu stärken und Vorsorge für den Fall einer Versorgungskrise zu treffen. Die EU-KOM hat am 16. Februar 2016 einen Verordnungsentwurf zur Novellierung dieser Verordnung vorgelegt, der seitdem in den zuständigen EU-Gremien beraten wird. Seit Anfang Februar 2017 befindet sich das Gesetzgebungsverfahren im Trilog mit dem Europäischen Parlament und der Kommission.

Die Rahmenbedingungen und Gestaltungsrechte für Unternehmen und Behörden sind in dem in Deutschland geltenden Rechtsrahmen insbesondere im Energiewirtschaftsgesetz, dem Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (Energiesicherungsgesetz 1975 -EnSiG) und der Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung in einer Versorgungskrise (GasSV) verankert.

Eine Zusammenstellung der für die Durchführung der Notfallplanung relevanten Rechtsgrundlagen finden Sie hier (PDF: 1,0 MB).

Für die Aufrechterhaltung des hohen Grades an Versorgungssicherheit muss sichergestellt werden, dass der Regelenergiemarkt funktioniert. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat am 16. Dezember 2015 Eckpunkte (PDF: 36 KB) für Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit veröffentlicht. Zum einen sollen die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) zukünftig in der Lage sein, bei außergewöhnlichen regionalen Engpassituationen ein höheres Volumen an bereits bestehenden Vorsorgeprodukten zu kontrahieren. Diese Vorsorgeprodukte dienen als Reserve, die dann zum Zuge kommt, wenn der Regelenergiebedarf der MGV nicht mehr über den regulären kurzfristigen Regelenergiemarkt gedeckt werden kann. Zum anderen soll es ein neues Regelenergieprodukt geben. Dieses soll es einem größeren Kreis von Industriekunden ermöglichen, eine freiwillige Gasnachfragereduktion durchzuführen und damit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

Die sichere Erdgasversorgung in der Europäischen Union liegt im Rahmen ihrer jeweiligen Tätigkeiten und Zuständigkeiten in der gemeinsamen Verantwortung der Erdgasunternehmen, der Mitgliedstaaten und insbesondere ihrer zuständigen Behörden sowie der Europäischen Kommission (EU-KOM). Diese gemeinsame Verantwortung erfordert ein gut abgestimmtes Maß an Informationsaustausch und Kooperation zwischen den Akteuren.

Grundsätzlich unterscheidet die SoS-VO im Verlauf einer Versorgungskrise drei Krisenstufen (Frühwarnstufe, Alarmstufe und Notfallstufe). Sie sieht marktbasierende Maßnahmen der Gasversorgungsunternehmen in den ersten beiden Stufen sowie ergänzend nur im Notfall hoheitliche Eingriffsmöglichkeiten vor. Sie definiert dabei Zuständigkeiten sowie Pflichten von Unternehmen, nationalen Behörden und EU-KOM und fordert die Mitgliedstaaten auf, vorab das vorgesehene Krisenmanagement nebst präventiven Maßnahmen im Rahmen von Präventions- und Notfallplänen festzulegen. Die zuständige Behörde für die Sicherstellung der o. g. Maßnahmen ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde die Zuständigkeit für die regelmäßige Erstellung und Aktualisierung der Risikobewertung bezüglich der Sicherheit der Erdgasversorgung in Deutschland übertragen.

Wie in der SoS-VO vorgesehen, wurden die Pläne im Dezember 2016 aktualisiert.

Der nationale Notfallplan Gas ist hier (PDF: 717 KB) abrufbar.

Den nationalen Präventionsplan Gas finden Sie hier (PDF: 1,0 MB).

Power to gas zur Gasversorgung in Deutschland, Stand 1/2018

Bereits heute speist die Gaswirtschaft Erdgas aus Biomasse (Bio-Gas) in das Erdgasnetz ein.

Für die Zukunft ist geplant, das Gasleitungsnetz als Gesamtsystem zu nutzen, in dem Erdgas, Bio-Gas sowie Wasserstoff und synthetisches, also künstlich erzeugtes Methan aus regenerativ erzeugtem Strom zu einer riesigen Energiequelle zusammengeführt werden. Die Erdgasleitungen in Deutschland mit einer Gesamtlänge von mehr als 505.000 km transportieren jährlich schon jetzt doppelt so viel Energie wie das gesamte Stromnetz.

Die Speicherung von umgewandeltem regenerativem Strom im Erdgasnetz stellt eine viel versprechende Option dar.

Wenn zum Beispiel bei kräftigem Wind die Windkraftwerke mehr Strom produzieren als das Netz aufnehmen kann, lässt sich entweder die Nachfrage an die Produktion anpassen (Demand-Side-Management) oder die Stromerzeugung flexibler gestalten. Denkbar ist aber auch, den überschüssigen Strom in andere Energieträger umzuwandeln. Die Power-to-Gas-Technologie bietet eine solche Option: Auf diese Weise kann Strom bei Bedarf (durch Elektrolyse) in Wasserstoff und Sauerstoff umgewandelt und in das Erdgasnetz eingespeist werden. In einem zweiten Schritt besteht die Möglichkeit, aus dem Wasserstoff (durch weitere chemische Reaktionen) Methan zu erzeugen. So erzeugte Gase können in der Industrie, zum Heizen oder als Antriebsenergie im Verkehr eingesetzt werden. Sie können aber auch in Turbinen wieder in Strom umgewandelt werden.

Allerdings führt diese Mehrfachumwandlung zu hohen Verlusten beim ursprünglich eingesetzten Strom.

Deswegen ist diese viel versprechende Lösung bislang wirtschaftlich noch nicht vertretbar. Mittelfristig könnte Power-to-Gas aber entscheidend dazu beitragen, das Problem der kurz- und auch längerfristigen Zwischenspeicherung von großen Strommengen wirtschaftlich zu lösen – und das Erdgasnetz zu einem unverzichtbaren Partner für Strom aus erneuerbaren Energien zu machen.

Weite Informationen zu Power-to-Gas und anderen Speichertechnologien erhalten Sie hier.

Energiebilanz Erdgas

Einleitung und Ausgangslage

Entwicklung auf den Gasmärkten in Deutschland nach BNetzA 2020 (1)

1. Förderung, Im- und Export sowie Speicher (Auszug)

Im Jahr 2020 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,9 Mrd. m³ auf nunmehr 5,1 Mrd. m³ produzierten Reingases ¹⁴¹⁾ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 15 Prozent gegenüber dem Jahr 2019. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen. Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 7,7 Jahre mit Stand 1. Januar 2021.

Im Jahr 2020 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.674 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.703 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 28 TWh. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande sind eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Zum einen als etablierter und liquider Europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und zum anderen als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich.

Die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland betrug im Jahr 2020 etwa 814 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 701 TWh stiegen die Exporte aus Deutschland um 113 TWh.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug zum 31. Dezember 2020 insgesamt 274,72 TWh (2019: 275,27 TWh)¹⁴³. Davon entfielen 136,01 TWh (2019: 135,63 TWh) auf Kavernenspeicher-, 117,01 TWh (2019: 117,54 TWh) auf Poren-speicheranlagen und 21,71 TWh (2019:22,01 TWh) auf sonstige Speicheranlagen.

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2020) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder angestiegen, auch die buchbaren Kapazitäten in den längerfristigen Bereichen sind leicht gestiegen.

Seit Beginn der Einspeicherphase Ende März 2021 sind rund 106 TWh in die deutschen Erdgasspeicher eingespeichert worden, der Gesamtspeicherfüllstand in Deutschland beträgt damit zum Stichtag 31. Oktober 2021 rund 164,2 TWh. Der Füllstand stieg damit von knapp über 25 Prozent Ende März auf aktuell 71,3 Prozent. Er lag damit deutlich unter den durchschnittlichen Füllständen der vergangenen Jahre zu diesem Zeitpunkt.

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist nach wie vor stark konzentriert. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2020 rund 67,2 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr (66,6 Prozent) nur leicht erhöht.

141) Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m³) veräußert wird.

Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m³).

Quelle: BNetzA: Monitoringbericht Energie 2021, Teil Gasmarkt S. 334, 353, Stand 03/2022

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas



Gut 67 Prozent des nach Deutschland importierten Gases stammen aus Russland (inkl. GUS).

Deutschland nimmt durch die geographische Lage die Funktion einer Gasdrehscheibe ein. Die in Deutschland ankommenden Gasimporte werden zu großen Teilen durchgeleitet, häufig nach Österreich und in die Niederlande.

Die Bedeutung der inländischen Gasförderung sinkt aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten von Jahr zu Jahr

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten herangezogen, die von den FNB täglich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Die erfassten Import- und Exportmengen können infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten (z. B. Gasmengen die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen).

Im Jahr 2020 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.674 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.703 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 28 TWh. Bei der Betrachtung der Herkunftsländer wird auf die Länder abgestellt, die das Übergabeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande, die als etablierter und liquider Europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure sind. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von Grenzübergangskapazitäten werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen.

Aufkommen und Verwendung im Erdgas-Versorgungsnetz in Deutschland für das Jahr 2020 nach BNetzA (2)

Aufkommen und Verwendung je 1.790,6 TWh (Mrd. kWh)

Netzübersicht (Auszug)

Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2020 ergibt sich das folgende Bild:

Zu beachten ist dabei, dass hier Gasflüsse betrachtet und dementsprechend der Eigenverbrauch sowie statistische Differenzen nicht berücksichtigt wurden.

Die in Deutschland eingespeiste gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2020 in der Summe 1.790,6 TWh. Dabei stammen 50,3 TWh aus der inländischen Förderung, 1.674 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert. Der Speichersaldo in 2020 betrug + 56 TWh, es wurde also mehr Gas aus den Gasspeichern ausgespeichert, als eingespeichert. Zudem wurden 10,1 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in 2020 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Rund 45 Prozent der verfügbaren Gasmenge wurden in 2020 durch Deutschland durchgeleitet und an die Europäischen Nachbarländer übergeben (814,2 TWh). Durch Letztverbraucher wurden im Inland 941,1 TWh (2019: 948 TWh) Gas verbraucht.

Gas: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2020 in TWh

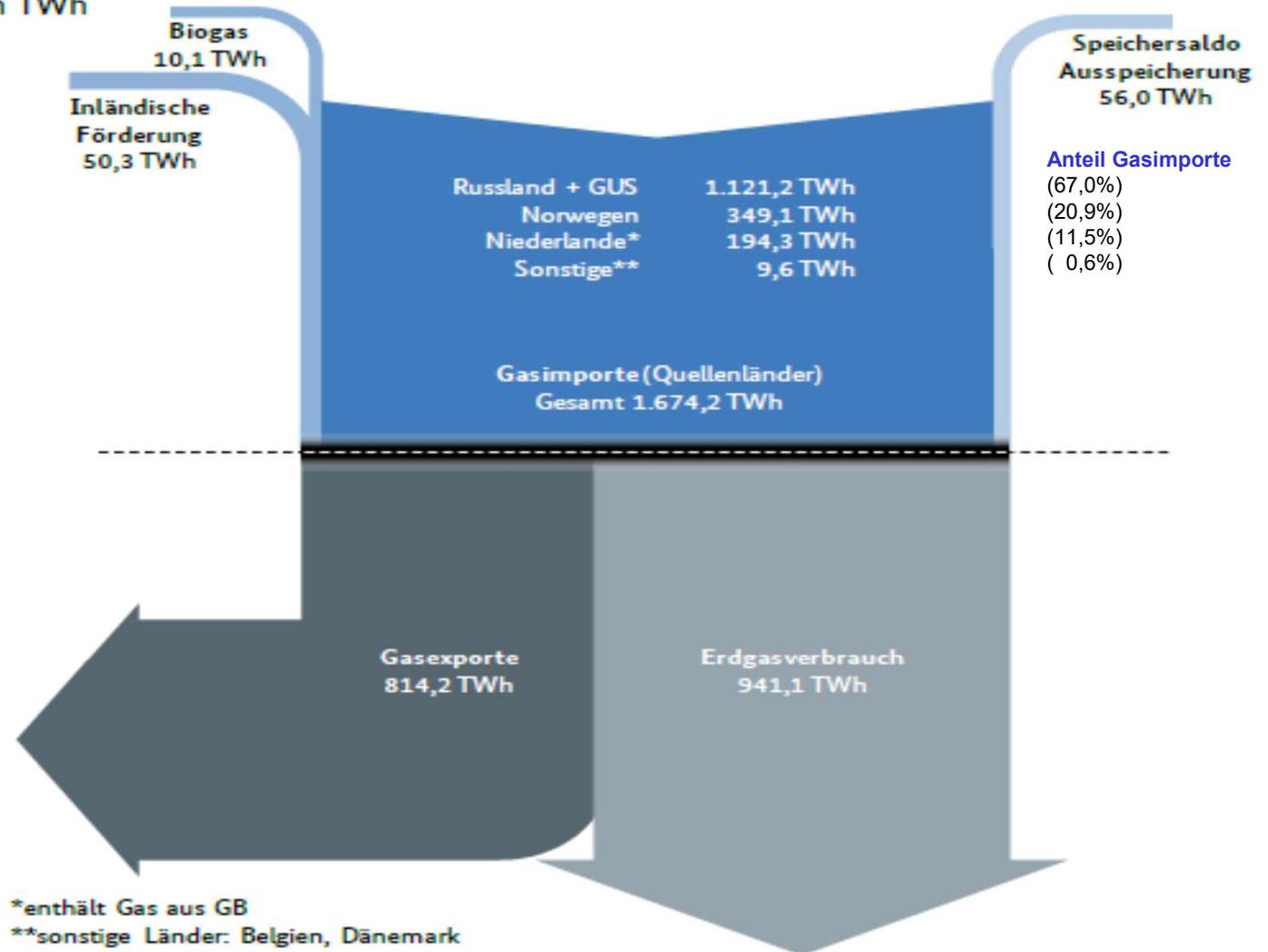


Abbildung 141: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2020¹⁴⁸

148) Die erfasste Importmenge kann infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten (z. B. Gasmengen die über die Gasleitung GAZELLE am GUP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen). Diese Ringflüsse sind in dieser Darstellung nicht abgebildet.

Heizwerte der Energieträger zur Energiebilanz in Deutschland 2021 (3)

Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur endgültigen Energiebilanz 2021

(Stand: 31.03.2023)

Energieträger	Natürliche Einheit	Heizwert (kJoule)	Heizwert (kcal)	SKE-Faktor
Steinkohle*	kg	27.639	6.601	0,943
Steinkohlenbriketts**	kg	31.404	7.501	1,072
Steinkohlenkoks**	kg	28.739	6.864	0,981
Braunkohle*	kg	9.133	2.181	0,312
Braunkohlenbriketts**	kg	19.607	4.683	0,669
Andere Braunkohlenprodukte**	kg	20.000	4.777	0,682
Erdöl (roh)*	kg	42.500	10.151	1,450
Ottokraftstoffe***	kg	43.543	10.400	1,486
Rohbenzin***	kg	44.000	10.509	1,501
Flugturbinenkraftstoff***	kg	42.800	10.223	1,460
Dieselmotorkraftstoff***	kg	42.666	10.191	1,456
Heizöl, leicht***	kg	42.542	10.161	1,452
Heizöl, schwer***	kg	39.892	9.528	1,361
Petrolkoks***	kg	32.247	7.702	1,100
Flüssiggas***	kg	45.969	10.980	1,568
Raffineriegas***	kg	44.699	10.676	1,525
Andere Mineralölprodukte***	kg	40.065	9.569	1,367
Kokereigas, Stadtgas***	m³	15.994	3.820	0,546
Gichtgas, Konvertergas***	m³	4.187	1.000	0,143
Erdgas, Erdölgas	kWh	3.600	860	0,123
Grubengas*	m³	13.669	3.265	0,466
Strom	kWh	3.600	860	0,123

* Durchschnittswert für den Primärenergieverbrauch; im übrigen gelten unterschiedliche Heizwerte.

** Durchschnittswert für die Gewinnung und Einfuhr; im übrigen gelten unterschiedliche Heizwerte.

*** Durchschnittswert für den Umwandlungsausstoß; im übrigen gelten unterschiedliche Heizwerte.

Sofern statistische Daten auf dem oberen Heizwert (Brennwert) beruhen, werden sie für die Energiebilanz in den unteren Heizwert umgerechnet.

Erdgasaufkommen und –verwendung in Deutschland 2020/21 nach AGEB (1)

Jahr 2020/21: Aufkommen und Verwendung 1.735,3 / 1.723,9 TWh

Tabelle 7



Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2020 und 2021

	Einheit	2020	2021 ¹⁾	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	50,3	50,5	0,5
Einfuhr ²⁾	Mrd. kWh	1.684,9	1.673,3	-0,7
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.735,3	1.723,9	-0,7
Ausfuhr ²⁾	Mrd. kWh	826,0	772,4	-6,5
Speichersaldo ³⁾	Mrd. kWh	56,0	60,8	-
Erdgasabsatz im Inland	Mrd. kWh	965,3	1.012,2	4,9
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh (Hs)	965,3	1.012,2	4,9
	Petajoule (Hi)	3.135,9	3.288,2	4,9
	Mio. t SKE (Hi)	107,0	112,2	4,9
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft				
Inländische Förderung ⁴⁾	%	5,2	5,0	
Importquote	%	94,8	95,0	

HS Brennwert 9,7692 kWh/m³; Hi Heizwert 8,83 kWh/m³

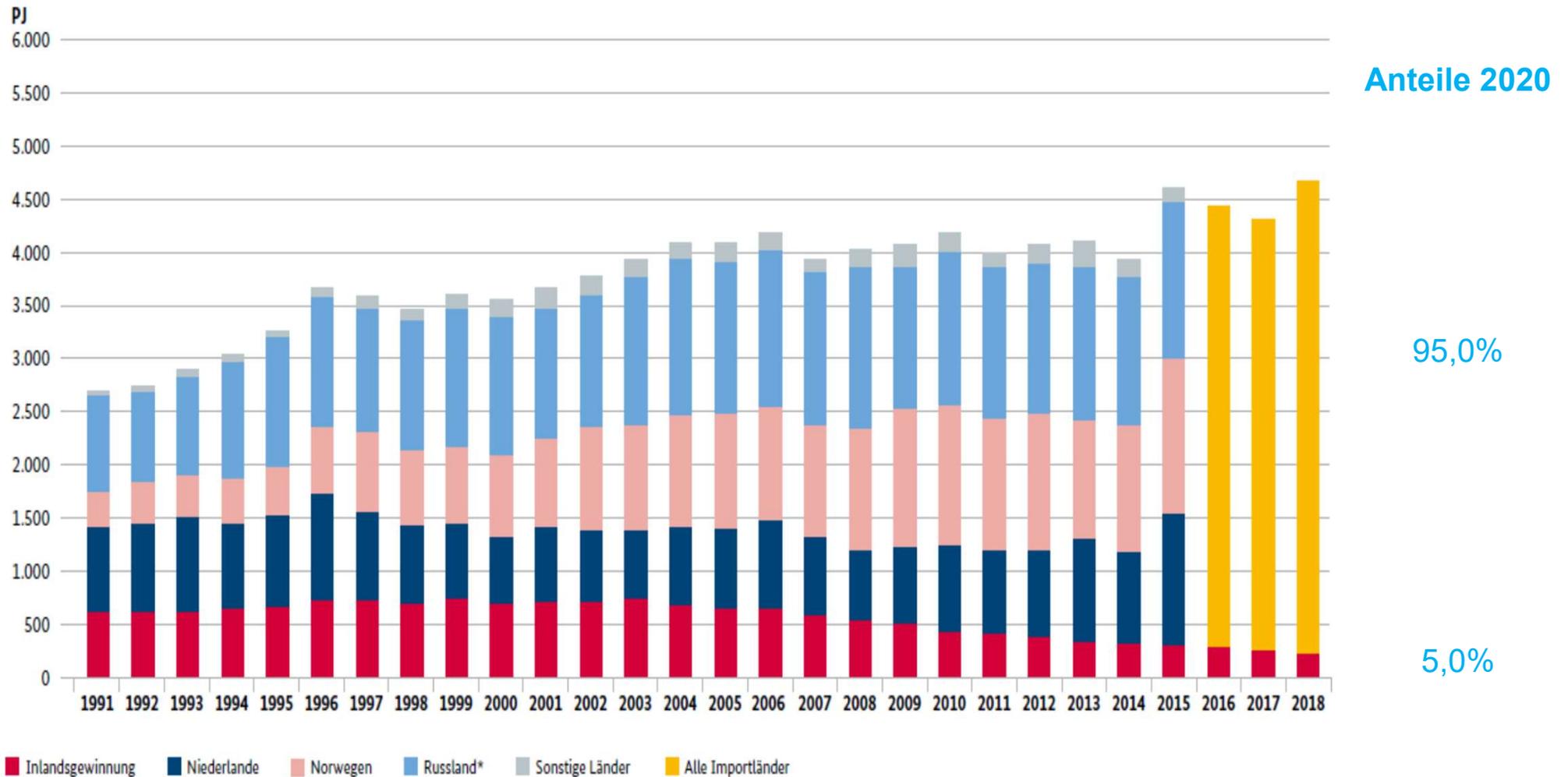
- 1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt, Stand 03/2022
- 2) Import- und Exportmengen einschließlich sämtlicher Transitmengen
- 3) Minus = Einspeicherung; Plus = Ausspeicherung
- 4) Anteil am inländischen Erdgasaufkommen

	Einheit	2020	2021 ¹⁾	Veränderung in %
Struktur des Erdgasverbrauchs nach Verbrauchsbereichen				
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh	367,0	372,5	1,5
Stromversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	133,5	93,1	-30,3
Fernwärme-/Kälteversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	58,1	94,1	61,9
Private Haushalte	Mrd. kWh	275,9	312,1	13,1
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	113,1	127,3	12,5
Verkehr	Mrd. kWh	1,8	2,0	12,6
Erdgasabsatz insgesamt	Mrd. kWh	949,5	1.001,0	5,4
Eigenverbrauch und statistische Differenzen	Mrd. kWh	15,8	11,2	-28,9
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh (Hs)	965,3	1.012,2	4,9

Aufkommen von Erdgas (Naturgas) nach Bezugsquellen in Deutschland 1991-2020 (2)

Jahr 2020: Aufkommen 1.735,3 TWh

22. Aufkommen von Naturgas in Deutschland



Daten sind bezogen auf den oberen Heizwert Brutto Ho (einschl. Abfackelungen und Verarbeitungsverluste); $1 \text{ m}^3 = 9,76 \text{ kWh Hs}$

Verhältnis Hs/ Hu = $9,76 \text{ kWh} / 8,83 \text{ kWh} = 1,11$

1) Aufteilung der Erdgaseinfuhren nach Bezugsquellen wurde von der BAFA aus Datenschutzgründen ab Jahr 2016 eingestellt.

Primärenergiebilanz Erdgas in Deutschland 2020

Aufkommen und Verwendung nach BMWI (1)

Gesamt 5.535,6 PJ = 1.537,7 TWh (Mrd. kWh) = 100%*

Bestandsentnahme		0,0%
Einfuhr 96,7%	TOP Herkunftsländer	
	<ul style="list-style-type: none"> - Russland - Norwegen - Niederlande 	
Gewinnung Inland		3,3%

Aufkommen ¹⁾

Bestandsaufstockung		3,3%	
Ausfuhr		40,0%	
PEV ²⁾ 56,7%	Umwandlungsbereich ¹⁾ 17,8%		
	Nichtenergetischer Verbrauch 2,6%		
	EEV ³⁾ 36,3%	Private Haushalte 16,5%	
		Industrie	13,3%
		GHD	6,4%
		Verkehr	0,1%

Verwendung ²⁾

* **Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert Hu der Gase**

1) Kraftwerke, Heizwerke, KWK-Anlagen, Eigenverbrauch und Verluste u.a.

2) PEV = 3.136 PJ

3) EEV = 2.008 PJ , Aufteilung nach Verwendung: Private Haushalte 45,5%, Industrie 36,6, GHD 17,6%, Verkehr 0,3%

Quellen. BMWI – Energiedaten Tab. 4, 6a, 17, Ausgabe 1/2022; AGEB – Energiebilanz in Deutschland 2020, 3/2022

Gasfluss in Deutschland im Jahr 2020/21 nach BDEW (2)

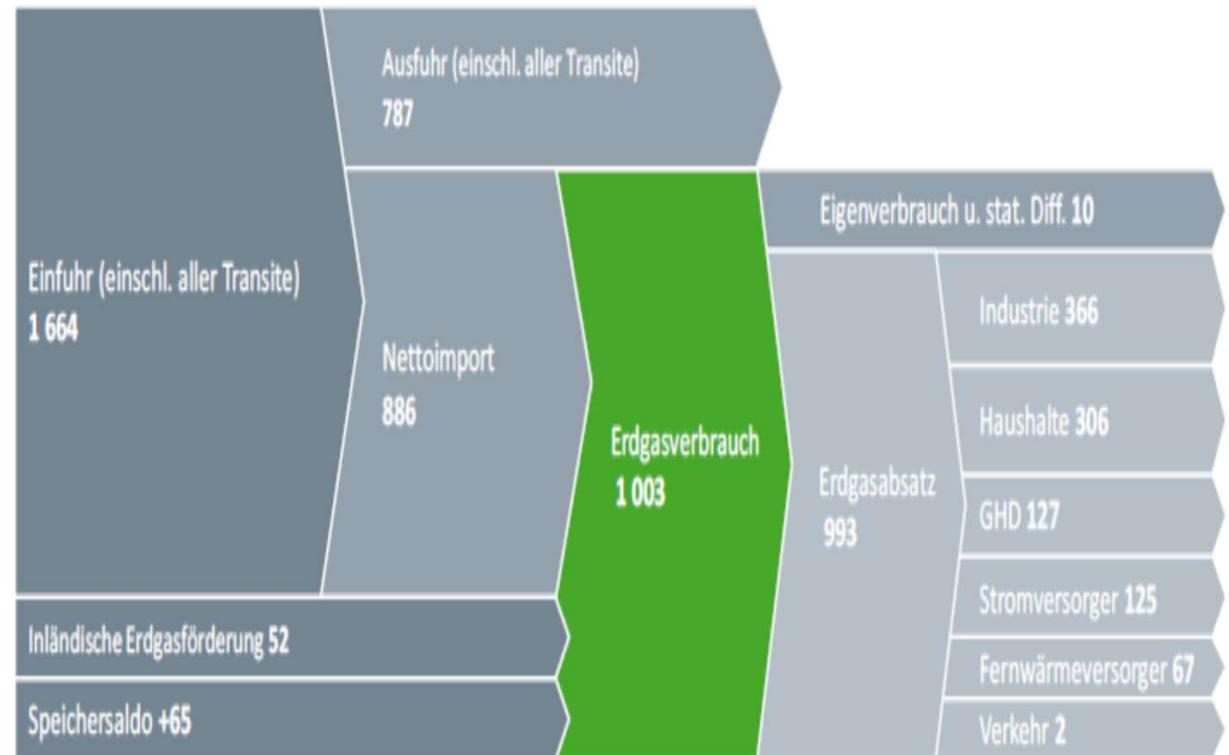
Jahr 2020/21: Inländischer Erdgasverbrauch 965,2 / 1.002,9 Mrd. kWh

Nach ersten Daten nahm der Erdgasverbrauch 2021 in Deutschland um 3,9 % auf 1.003 Mrd. kWh zu und war damit so hoch wie zuletzt im Zeitraum 2005/2006. Der Anteil des in Deutschland geförderten Erdgases bezogen auf den Verbrauch im Inland beträgt voraussichtlich unverändert 5,2 %. Importe deckten 94,8 % des Inlandsbedarfs.

Bilanz der Erdgasversorgung in Deutschland	2020	2021*	Änderung in %
	Mrd. kWh		
Inländische Förderung	50,2	51,7	+3,0
Import	1 684,9	1 663,8	-1,3
Export	826,0	777,5	-5,9
Netto-Import	+859,0	+886,3	+3,2
Speichersaldo**	+56,0	+64,9	.
Inländischer Erdgasverbrauch	965,2	1 002,9	+3,9

Gasfluss Aufkommen und Verwendung je 1.781 TWh (Mrd. kWh) Von Import und Förderung zum Verbrauch

Erdgasfluss 2021* in Mrd. kWh



Quellen: Destatis, BVEG, Entsog, BDEW, dena; Stand 12/2021

* vorläufig, teilweise geschätzt
2021 wurden zudem 10,1 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes **Biogas** in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

* vorläufig, teilweise geschätzt

** Minus = Einspeicherung; Plus = Ausspeicherung

In den Im- und Exportmengen sind sämtliche Transite enthalten.

Quellen: BVEG; Destatis; BDEW; Stand 12/2021

Entwicklung **Energiebilanz Erdgas** in Deutschland

Aufkommen und Exporte 1990-2021 **nach BAFA (3)**

Jahr 2020/21:

Aufkommen 5.762/5.407 PJ = 1.601/1.502 TWh (Mrd. kWh)

Erdgasförderung 2020

5,2 Mrd. m³ H_U (Anteil 5,2% von 965,2 Mrd. kWh)

Jahr	Aufkommen (PJ) ¹⁾				Exporte (PJ)
	Gesamt	Inlandsgewinnung ^{2,5)}	Import ³⁾	Speichersaldo ⁴⁾	
1990			1.986		
1991			2.064		
1995			2.574		
2000	3.511	707	2.842	- 38	196
2005	4.124	662	3.421	42	363
2010	4.303	445	3.731	127	603
2015	4.691	301	4.283	107	1.225
2016	4.439	277	4.156	6	752
2017	5.049	255	4.054	15	973
2018	4.560	219	4.441	- 100	1.563
2019	5.473	213	5.450	- 189	2.821
2020	5.762	181 (50,3 Mrd. kW)	5.354	226	2.193
2021	5.407	182	5.009	217	1.740

1) Eine eindeutige Umrechnung in Volumeneinheiten (m³) ist wegen des unterschiedlichen Energiegehaltes von Erdgas aus den verschiedenen Fördergebieten nur eingeschränkt möglich

2) Quelle BVEG – Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie

3) Quelle BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Importe resultieren überwiegend aus vertraglichen Mengen.

Aus Datenschutzgründen werden Importe nicht mehr nach Ursprungsländer ausgewiesen

4) Quelle Statistisches Bundesamt

Minuszeichen = Injektion in Speicher

Quelle: BAFA - Bereich Rohstoffe bis 2021, Stand 02/2022



25. März 2021

MFI - 3.1

I. Erdgasförderung nach Gebieten

in m³ – 9,7692 kWh/ m³

	Dez 20	Jan 20 - Dez 20	Jan 19 - Dez 19	Veränderung %
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	208.756	3.258.932	3.211.507	1,5%
Nördlich der Elbe	2.087.600	32.207.806	57.124.334	-43,6%
Zwischen Elbe und Weser	204.434.867	2.378.009.443	2.595.909.731	-8,4%
Zwischen Weser und Ems	243.585.168	2.576.678.926	3.231.316.952	-20,3%
Westlich der Ems	20.844.687	152.446.871	159.215.462	-4,3%
Thüringer Becken	1.085.522	8.932.453	12.511.235	-28,6%
Oberhainthal	186.182	1.966.521	1.677.945	17,2%
Alpenvorland	133.276	1.889.720	2.013.992	-6,2%
Naturgas insgesamt *	472.566.058	5.155.390.671	6.062.981.157	-15,0%

* darin enthaltenes Erdölgas

5.842.616

70.394.277

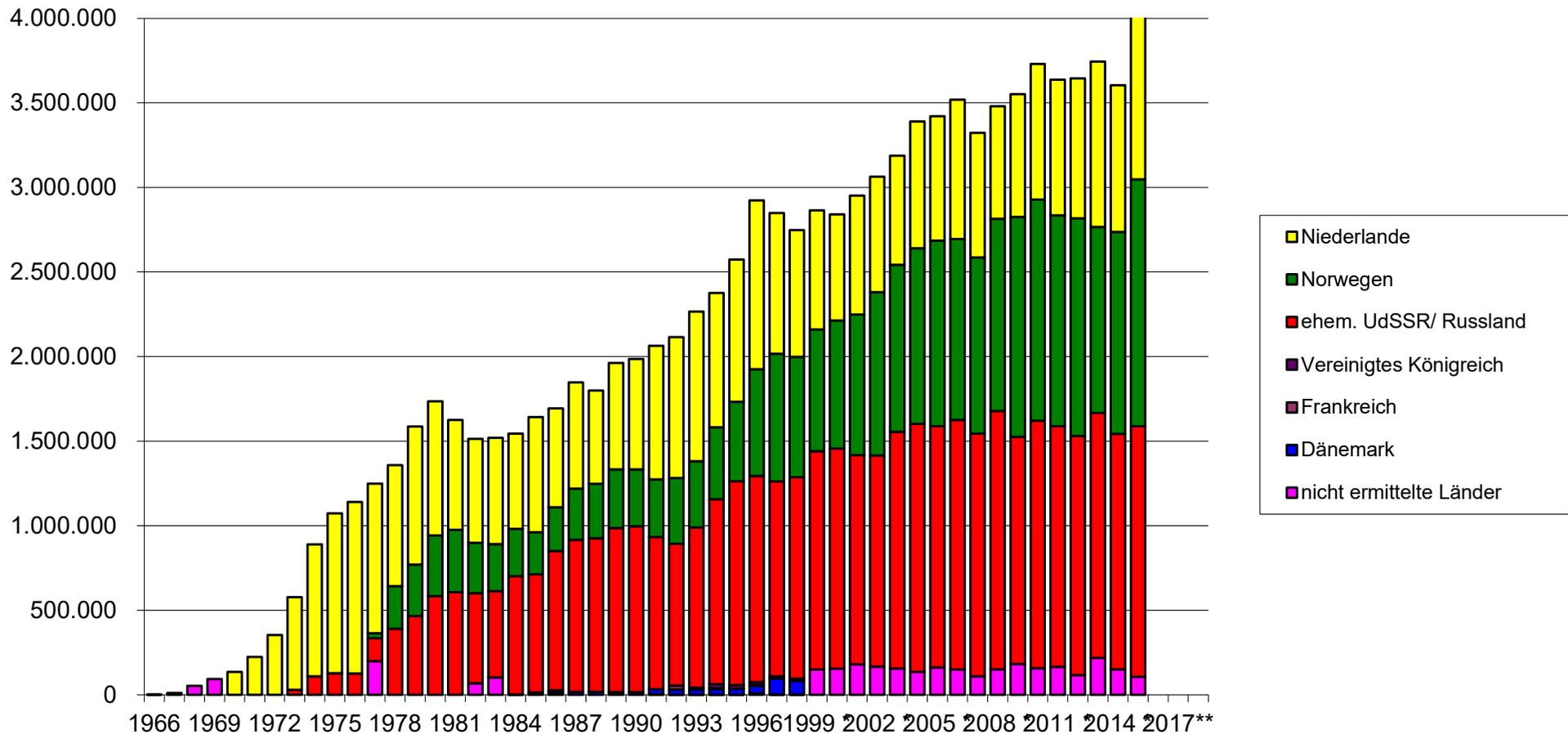
75.434.173

Quelle: BVEG – Monatsbericht 12/2020, Ausgabe März 2021

Entwicklung der Erdgaseinfuhr aus Ländern in die BR Deutschland 1966-2015/21 (4)

Jahr 2020/21: Gesamt 5.354 / 5.009 PJ = 1.487/1.391 TWh (Mrd. kWh);
Anteil 96,7% vom Aufkommen im Jahr 2020

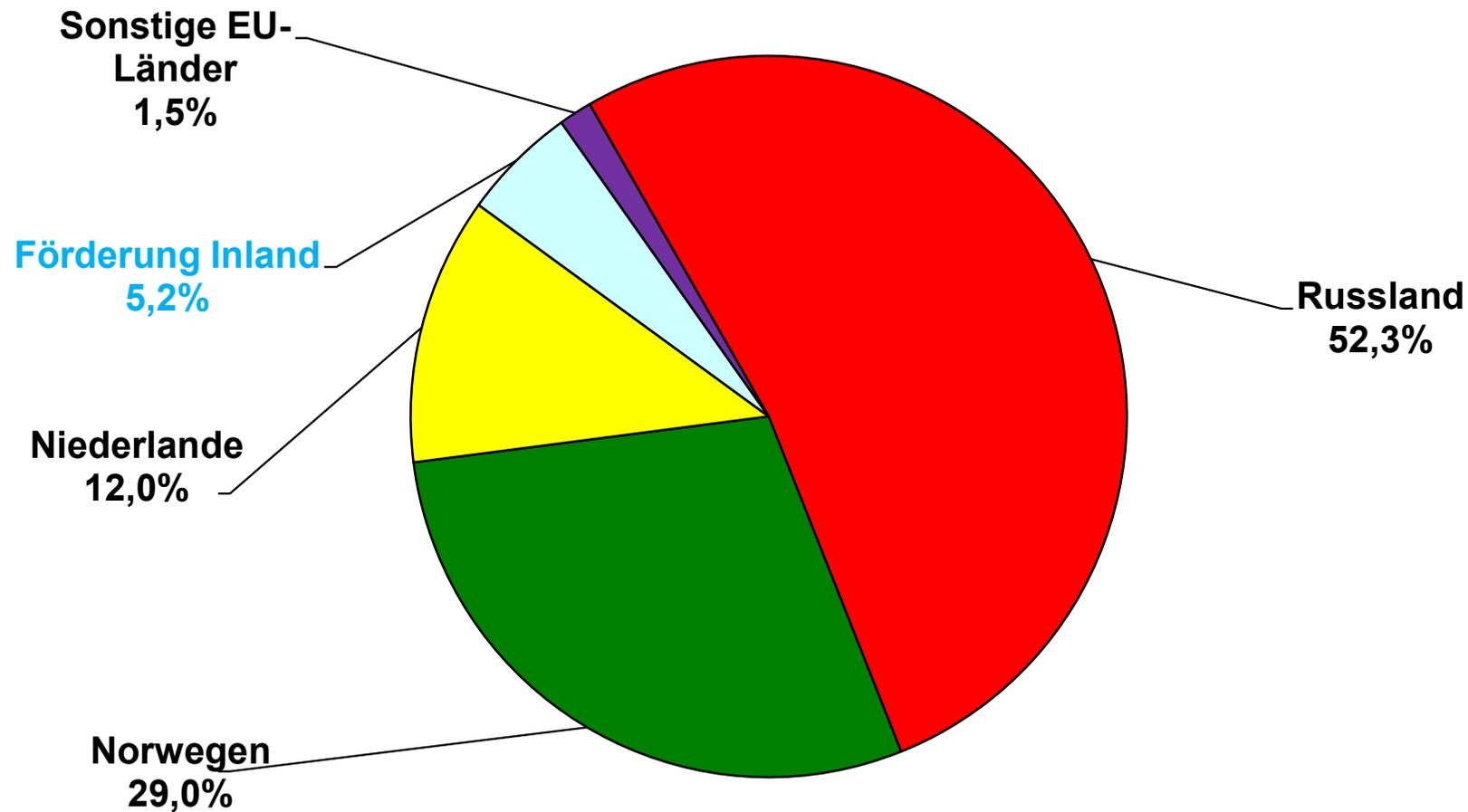
Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland



1) Aufteilung der Erdgaseinfuhr nach Ländern wurde von der BAFA ab 2016 aus Datenschutzgründen eingestellt!

Aufkommen Erdgasbezüge Deutschlands 2020 (5)

Gesamt 5.535,6 PJ = 1.538 TWh (Mrd. kWh) ¹⁾



* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

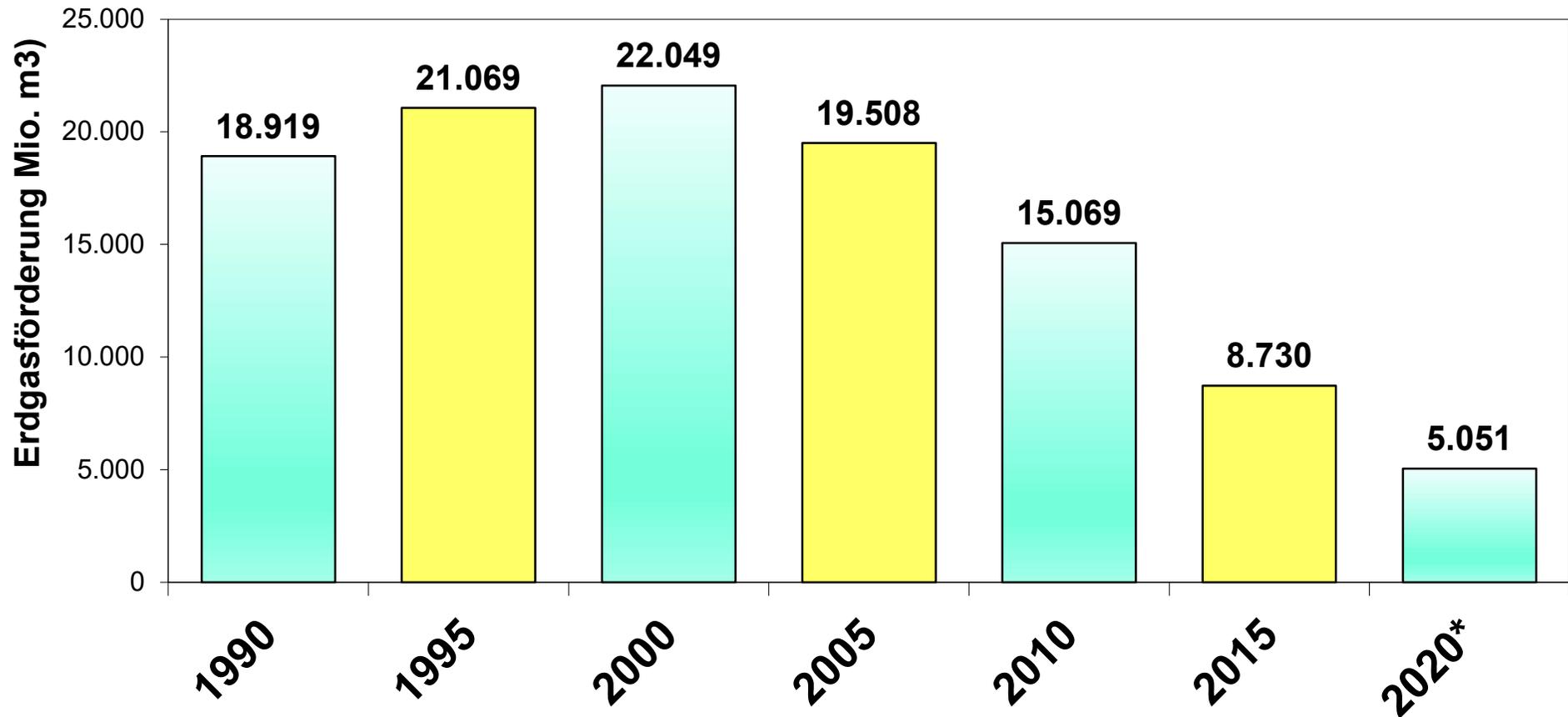
Energieinhalt bezogen auf den Brennwert, 1 m³ Erdgas = 9,76 kWh

1) Erdgas ohne Kokerei/Stadtgas, Gichtgas/Konverter Gas

Quellen : AGEM, Stat. BA, BMWi, BAFA aus BMWi-Energiedaten, gesamt, Tabelle 17, 1/2022

Entwicklung Förderung Erdgas (Naturgas) in Deutschland 1990-2020 (6)

Jahr 2020: 5.051 Mio. m³_{Hu} = 5,1 Mrd. m³_{Hu}¹⁾, Veränderung 1990/2020 – 73,3%



Grafik Bouse 2022

Erdgasförderung in Deutschland nimmt ständig ab!

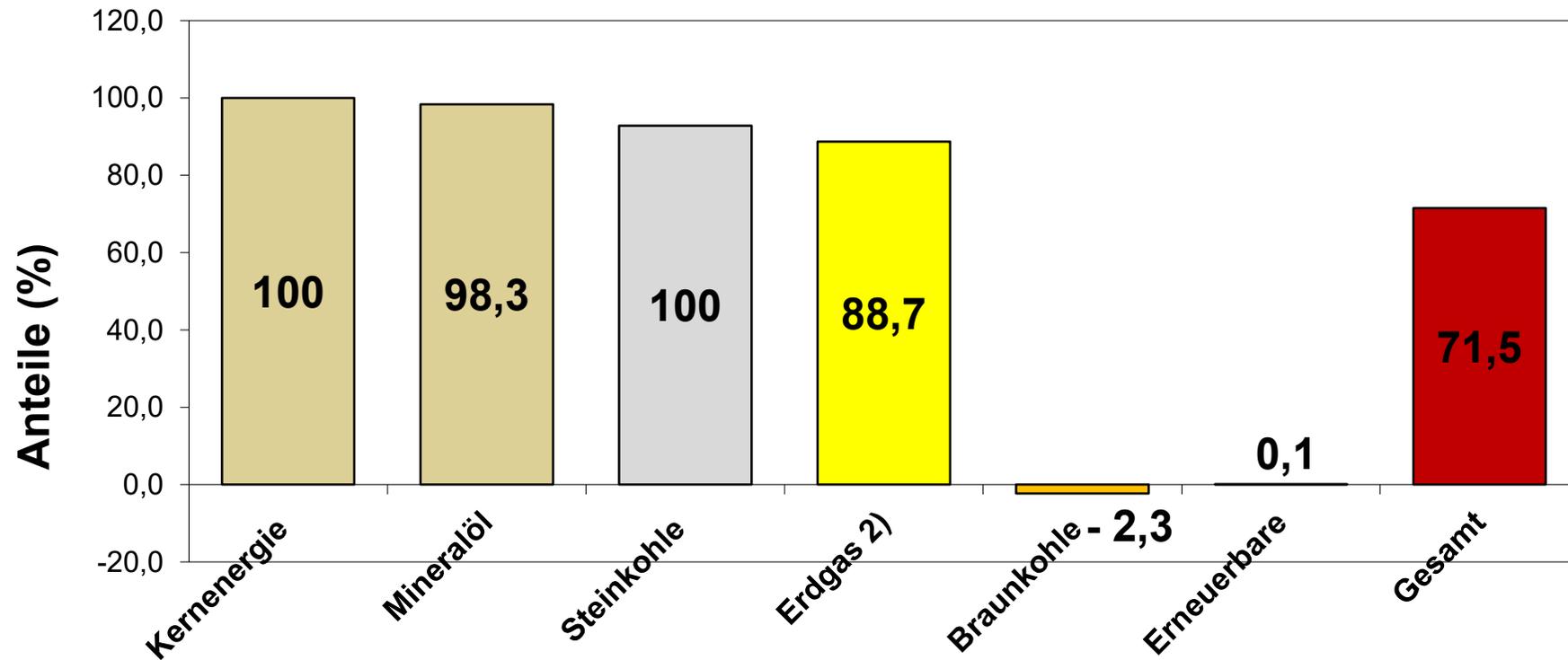
* Daten 2020 vorläufig, Stand 01/2022

1) Erdgas = Naturgas

Quelle: IEA aus BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 35, 01/2022

Nettoimportanteile ausgewählter Energieträger am Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland 2020 (1)

Gesamt PEV 11.899 PJ, davon Außenhandelssaldo 8.503 PJ (Anteil 71,5)*



Grafik Bouse 2022

Nettoimportanteile ¹⁾ am PEV mit 69,5% weiterhin sehr hoch!

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Die Energieabhängigkeit zeigt inwieweit sich eine Wirtschaft auf Importe verlässt, um seinen eigenen Energiebedarf zu decken.

Jahr 2020: Außenhandelssaldo 8.268 PJ / PEV 11.899 PJ x 100 = 70,4%

Entwicklung der Netto-Importanteile 1990 = 57,5%, 2000 = 72,6%, 2010 = 70,1%

2) Erdgas ohne Erdöl, Grubengas und andere Gase

Quellen: AGEB aus BMWI- Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 3,4; 1/2022; AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz D 1990-2020, 9/2021

Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen in den Jahren 2012 und 2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt PEV 11.769 PJ
davon Importe 8.121 PJ (Anteil 69%)

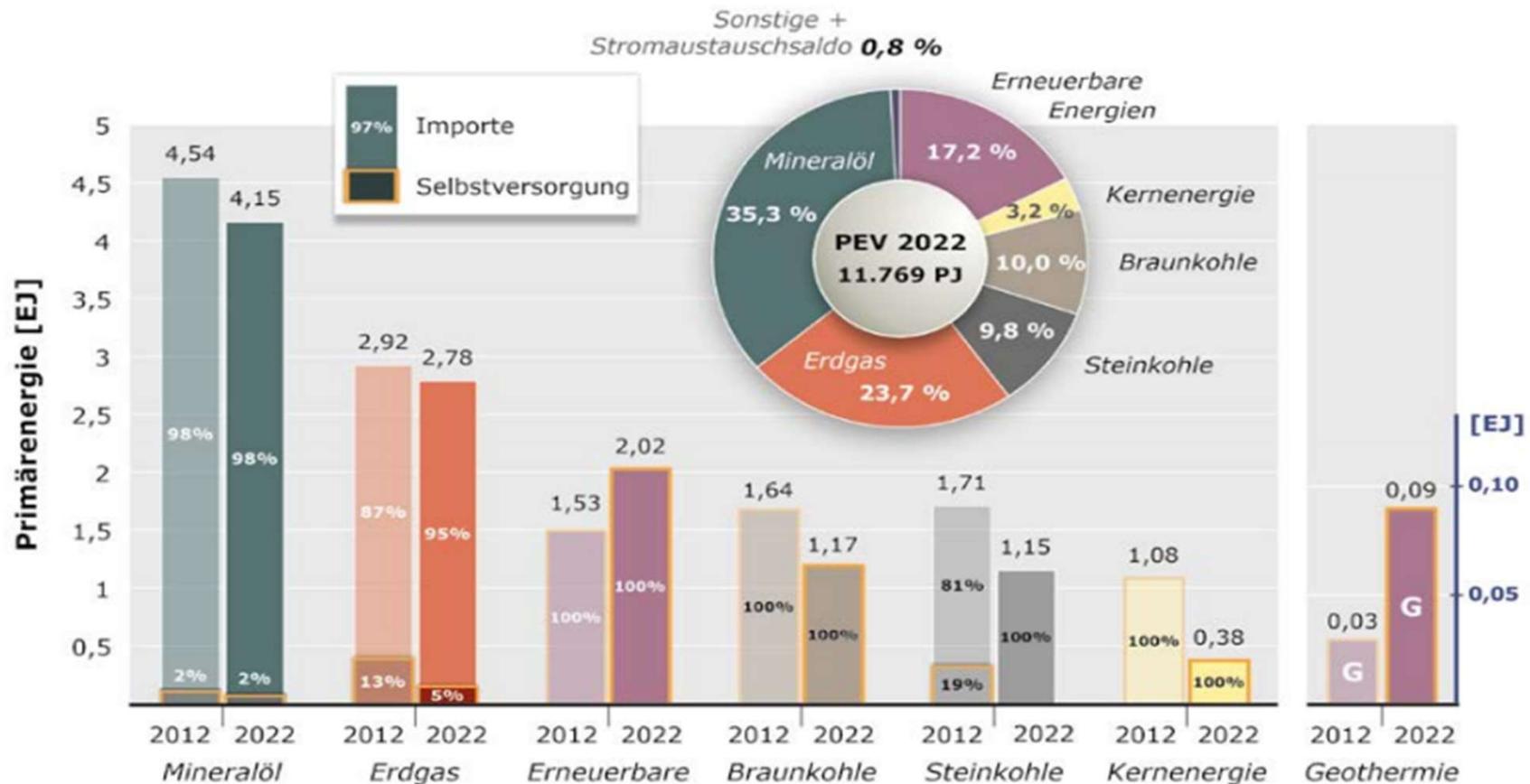


Abbildung 1-2: Primärenergierohstoff-Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands in den Jahren 2012 und 2022. Kreisdiagramm: Anteil der einzelnen Energieträger am deutschen Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 (Daten: AGEB 2023).

* Daten 2022 vorläufig, Stand 2/2024

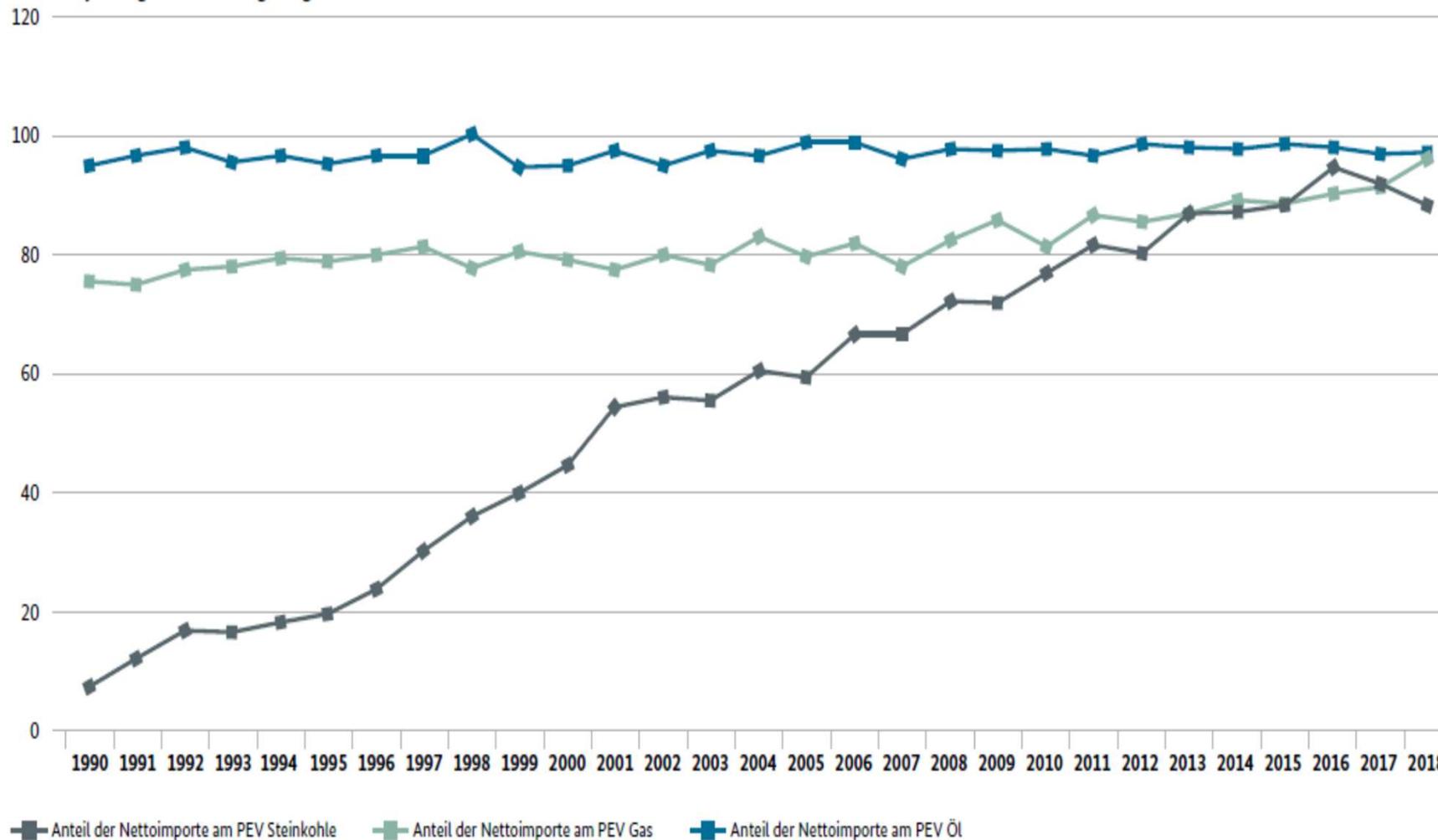
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Quellen: BGR Bund: Energiebericht zu BGR Energiedaten 2023, Ausgabe 2/2024; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2023, 1/2023 Final

Entwicklung Anteile Nettoimporte am Primärenergieverbrauch (PEV) vom jeweiligen Primärenergieträger in Deutschland 1990-2020 (3)

Jahr 2020: Gesamte Nettoimportanteile am PEV mit 71,5% ^{1,2)}

in % vom jeweiligen Primärenergieträger



Anteile
2020
(%)

ÖL 98,3
SK 100
EG 88,7 ¹⁾

■ Anteil der Nettoimporte am PEV Steinkohle ■ Anteil der Nettoimporte am PEV Gas ■ Anteil der Nettoimporte am PEV Öl

* Daten 2020 vorläufig, Stand 01/2022

1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas und andere Gase

2) Anteil der Summe aus Einfuhr minus Ausfuhr minus Bunker am Primärenergieverbrauch (PEV)

Quellen AGEBAus BMWI Energiedaten, gesamt, Grafik/Tab. 3; 01/2022

Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung in Prozent vom Gesamt-Primärenergieverbrauch (PEV) im Jahr 2020 (4)

Gesamt-Importanteil 71,5%

Energieimporte 8.503 PJ / Gesamt PEV 11.899 PJ x 100
(Energieinlandsgewinnung 3.396 PJ / Gesamt PEV 11.899 PJ = 28,5%)

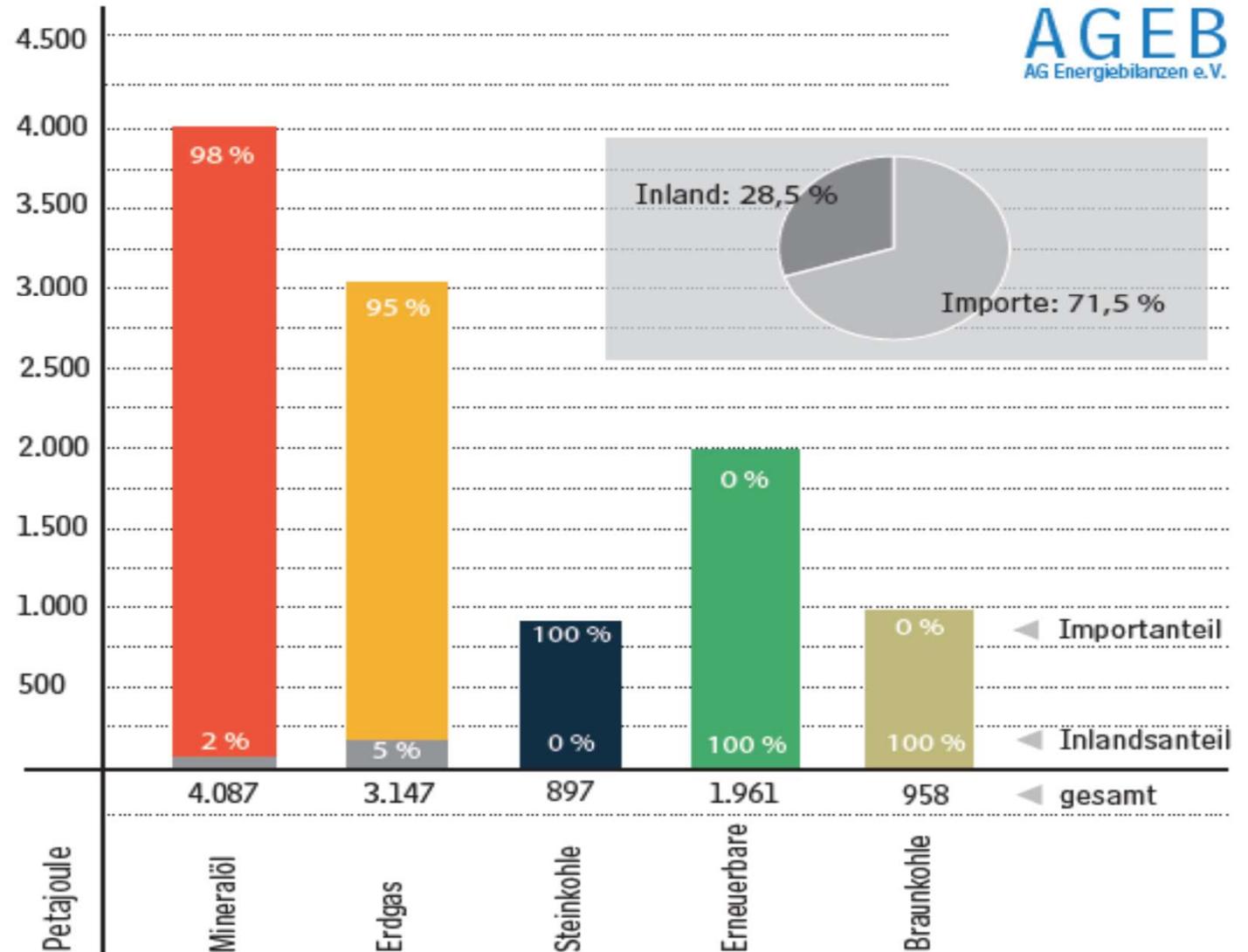
Deutschlands Abhängigkeit von Energieimporten ist 2020 leicht zurückgegangen.

2020 wurde der Energiebedarf zu 71,5 Prozent durch Importe gedeckt.

Über die inländische Gewinnung konnten knapp 29 Prozent des Energiebedarfs gedeckt werden.

Wichtigste heimische Energieträger sind die erneuerbaren Energien sowie die Braunkohle, auf die zusammen rund 86 Prozent des heimischen Beitrags entfallen.

Die Gewinnung von Steinkohle wurde Ende 2018 in Deutschland beendet.



Entwicklung inländische Erdgasförderung und Erdgas-Nettoimporte in Deutschland 2011-2021 (5)

**Jahr 2021: Erdgasförderung 52 TWh (Mrd. kWh),
Veränderung zum Vorjahr + 4,0%**

**Jahr 2021: Erdgas-Nettoimporte 886 TWh (Mrd. kWh),
Veränderung zum Vorjahr + 3,1%**

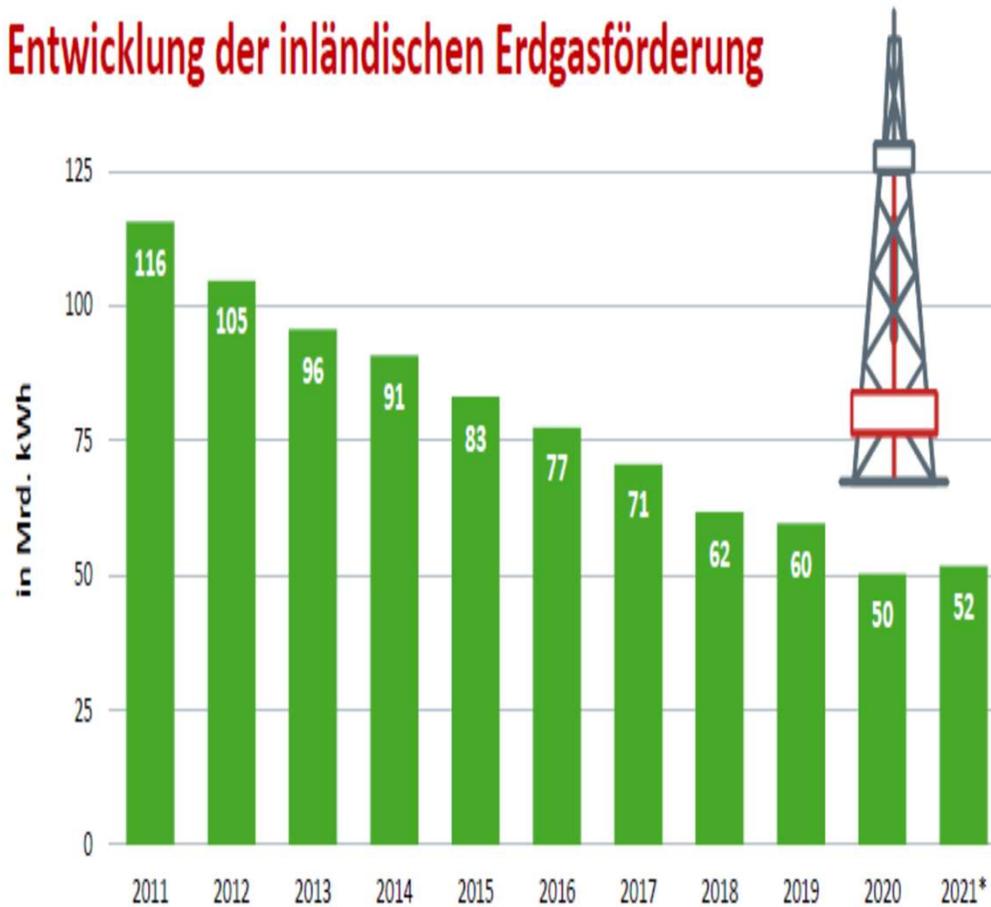
16.12.2021 Folie 6 BDEW/Florentine Kiesel



16.12.2021 Folie 7 BDEW/Florentine Kiesel



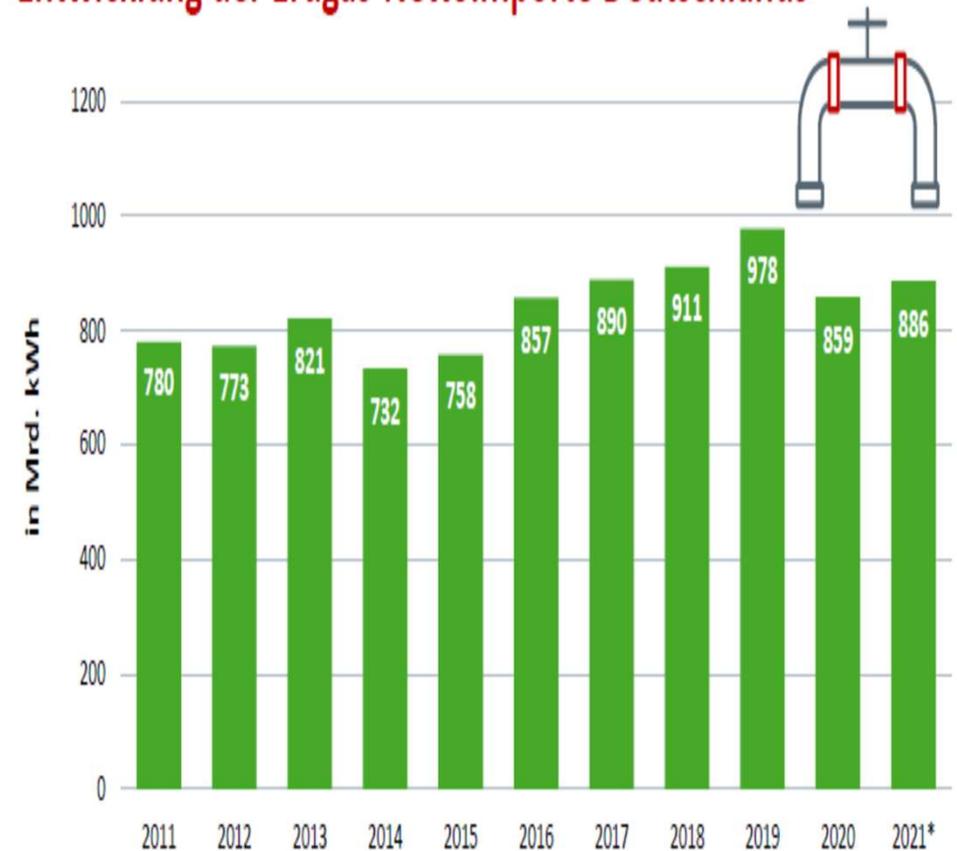
Entwicklung der inländischen Erdgasförderung



Quellen: Destatis, BVEG, BDEW; Stand 12/2021

* vorläufig, teilweise geschätzt

Entwicklung der Erdgas-Nettoimporte Deutschlands



Quellen: Destatis, BDEW; Stand 12/2021

* vorläufig, teilweise geschätzt

Entwicklung Erdgas-Absatz/Verbrauch nach Kundengruppen in Deutschland 2020/21 (1)

Jahr 2020/21: Erdgasverbrauch 965,2 / 1.002,9 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum Vorjahr + 3,9%

Der **Erdgasabsatz** insgesamt nahm 2021 nach ersten Zahlen um 3,6 % zu. Aufgeschlüsselt auf die einzelnen Kundengruppen entwickelte er sich aber nicht einheitlich. Grundsätzlich führten die kühleren Temperaturen bis in den Mai hinein zu einer höheren Nachfrage im Raumwärmemarkt.

Die Nachfrage der **Industrie**, die im Jahr 2020 stark zurückgegangen war, legte 2021 vor allem im 2. und 3. Quartal kräftig zu. Im Zuge der konjunkturellen Erholung seit dem Ende des pandemiebedingten Lockdowns wuchs der Erdgasverbrauch des Industriesektors (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) nach ersten Abschätzungen um knapp 2 % auf 366 Mrd. kWh. Dieser umfasst auch den Erdgaseinsatz in den von Industrieunternehmen selbst betriebenen Erdgaskraftwerken. Der Verbrauch im Industriesektor ist deutlich weniger temperatur- und mehr konjunkturabhängig.

Anders gestaltet sich der Erdgasverbrauch der **Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen**: Hier wird Erdgas zu gut vier Fünfteln für Raumwärmezwecke eingesetzt. Die niedrigeren Temperaturen ließen den Verbrauch somit steigen. Konjunkturelle Effekte verstärkten den Zuwachs. In Summe kann 2021 mit einem Verbrauchsplus von fast 5 % gerechnet werden.

Bei den **privaten Haushalten** (einschließlich der sie mit Raumwärme und Warmwasser versorgenden Wohnungsgesellschaften) ist aufgrund der kühlen Witterung in der ersten Jahreshälfte 2021 ein kräftiger Verbrauchszuwachs zu erwarten. Aktuelle Daten zeigen für das Jahr 2021 einen Anstieg um gut 9 % auf 306 Mrd. kWh.

Entwicklung des Erdgasabsatzes nach Kundengruppen	2020	2021*	Änderung in %
	Mrd. kWh		
Industrie (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe; einschl. Industriekraftwerke)	359,9	366,0	+1,7
Stromversorgung (einschl. BHKW)	133,4	125,5	-5,9
Fernwärme-/kälteversorgung (einschl. BHKW)	62,2	66,5	+6,9
Haushalte (einschl. Wohnungsges.)	280,1	306,0	+9,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	121,1	127,0	+4,8
Verkehr	1,8	1,8	-1,1
Erdgasabsatz insgesamt	958,5	992,8	+3,6
Eigenverbrauch/stat. Diff.	6,7	10,1	.
Erdgasverbrauch	965,2	1002,9	+3,9

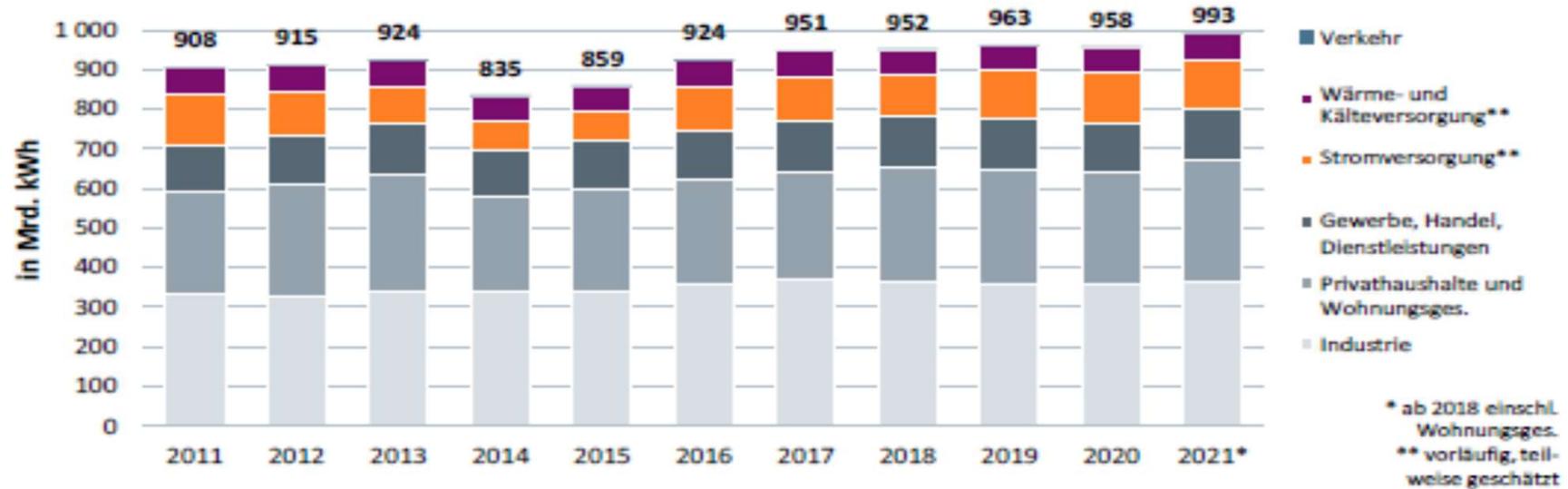
* vorläufig, teilweise geschätzt

Quellen: Destatis, BVEG, BDEW; Stand 12/2021

Entwicklung Erdgas-Absatz/Verbrauch nach Kundengruppen in Deutschland 2020/21 (2)

Jahr 2020/21: Erdgasabsatz 958 / 993 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum Vorjahr + 3,6%

Entwicklung des Erdgasabsatzes nach Abnehmern in Deutschland



Quellen: Destatis, BDEW; Stand 12/2021

Der Erdgasabsatz enthält nicht den Eigenverbrauch der Gaswirtschaft.

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den **Kraft- und Heizkraftwerken** der Strom- und Wärmeversorger war 2021 von einer Reihe von Faktoren geprägt: Die hohe Nachfrage nach Wärme in der ersten Jahreshälfte, das geringere Winddargebot im gleichen Zeitraum, das einen Mehreinsatz von Erdgas zur Stromerzeugung erforderte, die im 2. Halbjahr steigenden Preise für Erdgas auf den Weltmärkten als auch für CO₂-Emissionszertifikate und nicht zuletzt ein weiterer Zubau von Wohnungen, die mit Erdgas direkt oder aber mit aus Erdgas erzeugter Fernwärme beheizt werden, sorgten zusammengenommen dafür, dass nach ersten Abschätzungen knapp 6 % weniger Erdgas in Strom, aber knapp 7 % Erdgas mehr in Fernwärme umgewandelt wurde.

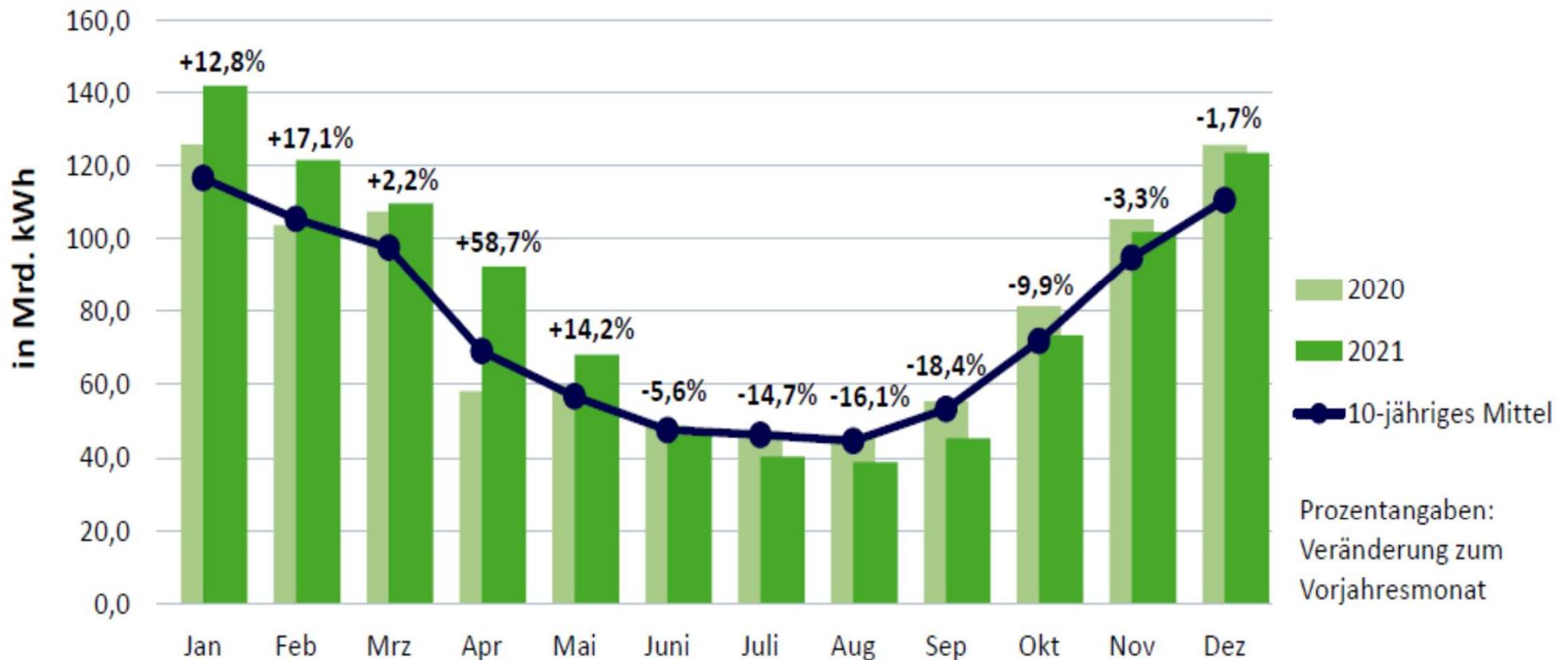
Industrie ist vor Privathaushalte größter Erdgasabnehmer mit Anteil 36,9% im Jahr 2021

Monatliches Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland 2020/21 (3)

Jahr 2021: Erdgasverbrauch 1.003 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum Vorjahr + 3,9%

Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland

2021: 1.003 Mrd. kWh* (Veränderung zum Vorjahr insgesamt: +3,9 %)



Quelle: BDEW, Stand 12/2021

* vorläufig, teilweise geschätzt

* Daten 2021 vorläufig, Stand 12/2021

Quelle: AGEB-BDEW: Erdgaswirtschaft in Deutschland 2021, AGEB-Tagung 12.2021

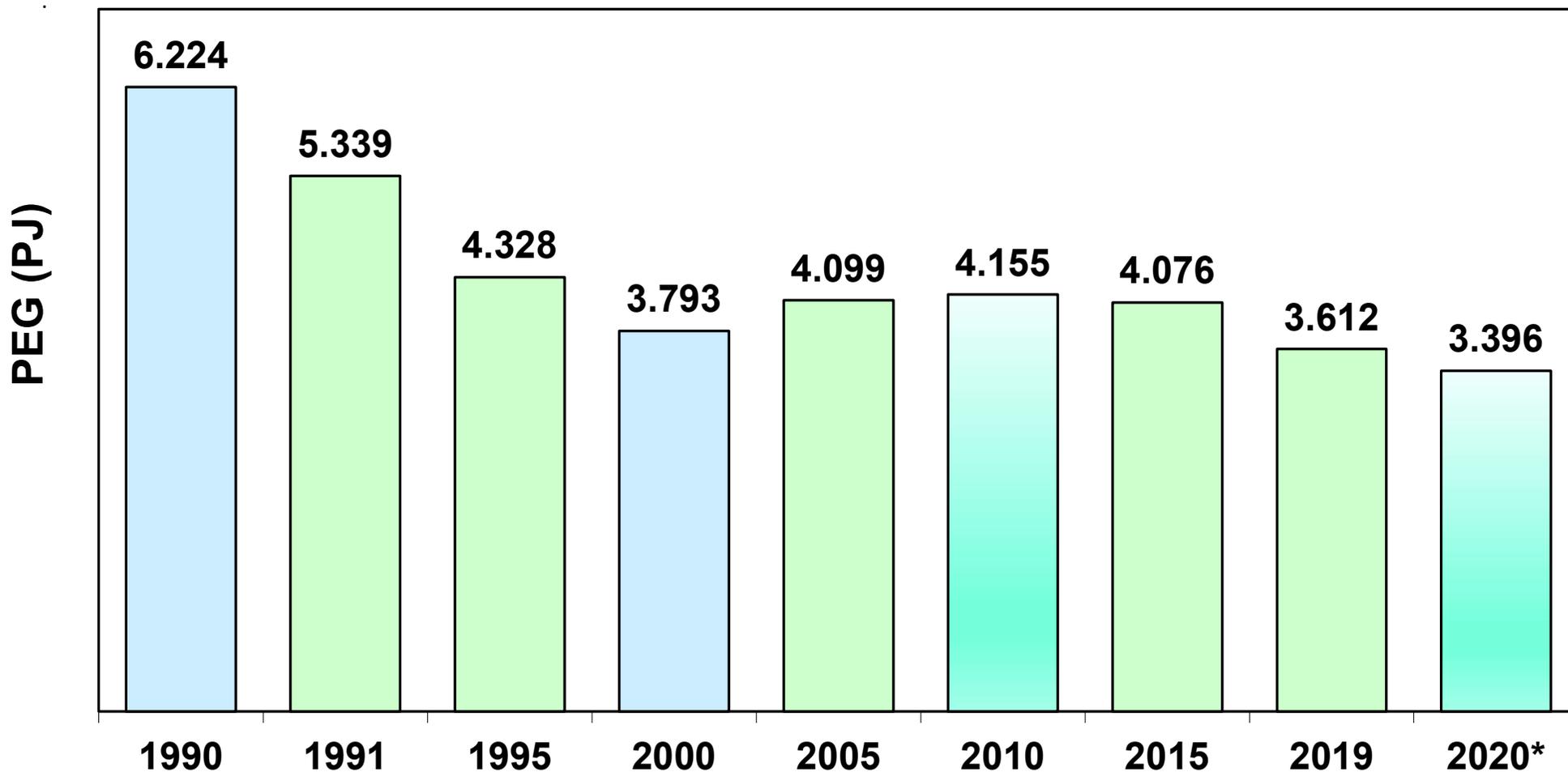
Energieversorgung mit Beitrag Erdgas plus

Entwicklung Primärenergiegewinnung (PEG) mit Beitrag Erdgas in Deutschland 1990-2020 (1)

Jahr 2020: 3.396 PJ = 943,3 TWh (Mrd. kWh) = 81,1 Mtoe; Veränderung 1990/2020 - 45,4%

Beitrag Erdgas 164 PJ, Anteil 4,8%

Anteil am PEV 28,5% von gesamt 11.899 PJ



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig Stand 9/2021

1) Sonstige Energieträger inkl. Kernenergie (Uranbergbau bis 1990)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Quellen: AGEB Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2020, 9/2021

Entwicklung Primärenergiegewinnung (PEG) mit Beitrag Gase in Deutschland 1990-2020 (2)

Jahr 2020: 3.396 PJ = 943,3 TWh (Mrd. kWh) = 81,1 Mtoe; Veränderung 1990/2020 - 45,4%

Beitrag Erdgas 164 PJ, Anteil 4,8%

Anteil am PEV 28,5% von gesamt 11.899 PJ

1.1 Primärenergiegewinnung im Inland nach Energieträgern

Energieträger	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Primärenergiegewinnung im Inland nach Energieträgern in PJ																																
Steinkohle	PJ	2.089	1.980	1.957	1.735	1.557	1.595	1.434	1.391	1.234	1.194	1.012	825	790	777	784	736	641	651	521	415	387	361	324	229	230	185	115	108	75	0	0
Braunkohle	PJ	3.142	2.462	2.129	1.939	1.830	1.711	1.661	1.573	1.485	1.453	1.328	1.612	1.653	1.641	1.660	1.611	1.591	1.628	1.576	1.529	1.535	1.595	1.676	1.660	1.617	1.608	1.544	1.540	1.506	1.190	979
Mineralöle	PJ	156	149	140	131	124	125	121	120	123	116	131	140	152	138	151	155	151	146	151	119	107	112	111	112	104	103	100	94	88	82	81
Gase	PJ	575	569	578	576	603	621	671	660	643	687	649	654	656	681	630	598	625	615	546	541	462	459	404	389	311	290	277	254	209	202	175
Erdgas, Erdölgas	PJ	563	556	564	561	588	607	657	646	631	674	638	644	642	668	618	588	611	604	537	534	452	447	391	374	300	280	266	246	201	194	164
Erneuerbare Energien	PJ	200	200	210	230	255	275	270	344	379	404	417	432	455	561	650	769	939	1.117	1.147	1.208	1.421	1.463	1.378	1.510	1.544	1.666	1.700	1.820	1.797	1.920	1.946
Sonstige Energieträger	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	51	43	139	165	211	157	159	202	224	244	255	231	208	226	224	236	235	214	218	214
Insgesamt	PJ	6.224	5.359	5.014	4.610	4.370	4.328	4.157	4.089	3.865	3.854	3.793	3.714	3.750	3.955	4.040	4.099	4.103	4.315	4.123	4.036	4.155	4.246	4.124	4.109	4.033	4.076	3.973	4.051	3.890	3.612	3.396
Primärenergiegewinnung im Inland nach Energieträgern in %																																
Steinkohle	%	33,6	36,9	39,0	37,6	35,6	36,9	34,5	34,0	31,9	31,0	26,7	22,2	21,1	19,6	19,4	18,4	15,6	15,1	12,6	10,3	9,3	8,5	7,9	5,6	5,7	4,5	2,9	2,7	1,9	0,0	0,0
Braunkohle	%	50,5	45,9	42,5	42,1	41,9	39,5	39,9	38,5	38,4	37,7	40,3	43,4	44,1	41,5	41,1	39,3	38,8	37,7	38,2	37,9	36,9	37,6	40,6	40,4	40,1	39,5	38,9	38,0	38,7	32,9	28,8
Mineralöle	%	2,5	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	3,2	3,0	3,5	3,8	4,0	4,0	3,7	3,7	3,7	3,4	3,2	3,0	2,6	2,6	2,7	2,7	2,6	2,5	2,5	2,3	2,3	2,3	2,4
Gase	%	9,2	10,6	11,5	12,5	13,8	14,4	16,1	16,2	16,6	17,8	17,1	17,6	17,5	17,2	15,6	14,6	15,2	14,2	13,2	13,4	11,1	10,8	9,8	9,5	7,7	7,1	7,0	6,3	5,4	5,6	5,2
Erdgas, Erdölgas	%	9,1	10,4	11,2	12,2	13,5	14,0	15,8	15,8	16,3	17,5	16,8	17,3	17,1	16,9	15,3	14,3	14,9	14,0	13,0	13,2	10,9	10,5	9,5	9,1	7,4	6,9	6,7	6,1	5,2	5,4	4,8
Erneuerbare Energien	%	3,2	3,7	4,2	5,0	5,8	6,3	6,5	8,4	9,8	10,5	11,0	11,6	12,1	14,2	16,1	18,8	22,9	25,9	27,8	29,9	34,2	34,5	33,4	36,8	38,3	40,9	42,8	44,9	46,2	53,2	57,3
Sonstige Energieträger	%	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,4	1,2	3,5	4,1	5,2	3,8	3,7	4,9	5,6	5,9	6,0	5,6	5,1	5,6	5,5	5,9	5,8	5,5	6,0	6,3
Insgesamt	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

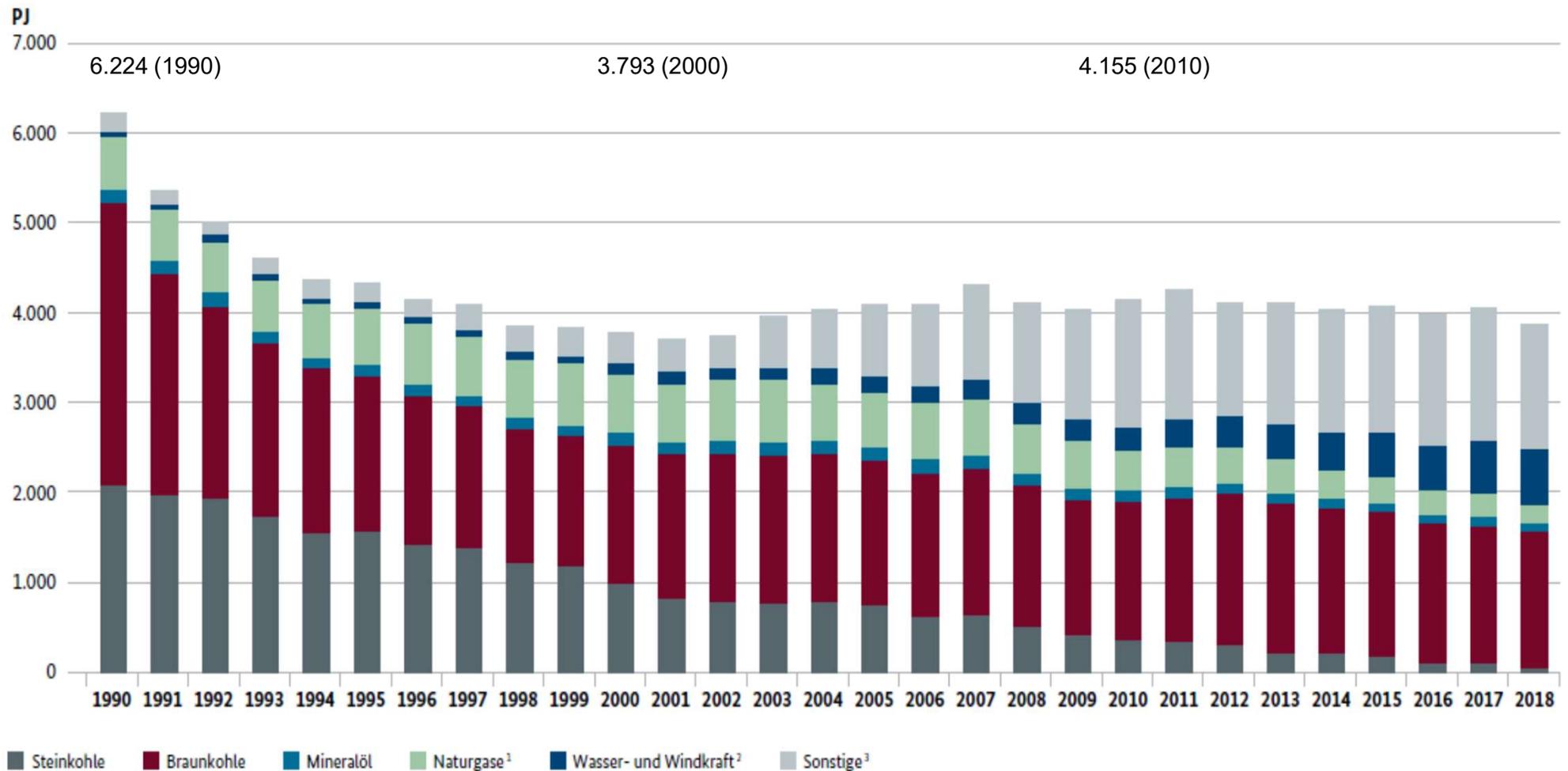
* Daten 2020 vorläufig Stand 9/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

1) Sonstige Energieträger inkl. Kernenergie (Uranbergbau bis 1990)

Entwicklung der Primärenergiegewinnung nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Deutschland 1990-2020 (3)

Jahr 2020: 3.396 PJ = 943,3 TWh (Mrd. kWh) = 81,1 Mtoe; Veränderung 1990/2020 - 45,4%
Beitrag Erdgas 164 PJ, Anteil 4,8%



1 Erdgas, Erdöl, Grubengas 2 Inkl. Fotovoltaik

3 Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll u. ä. Abhitze zur Strom- und Fernwärmeerzeugung

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

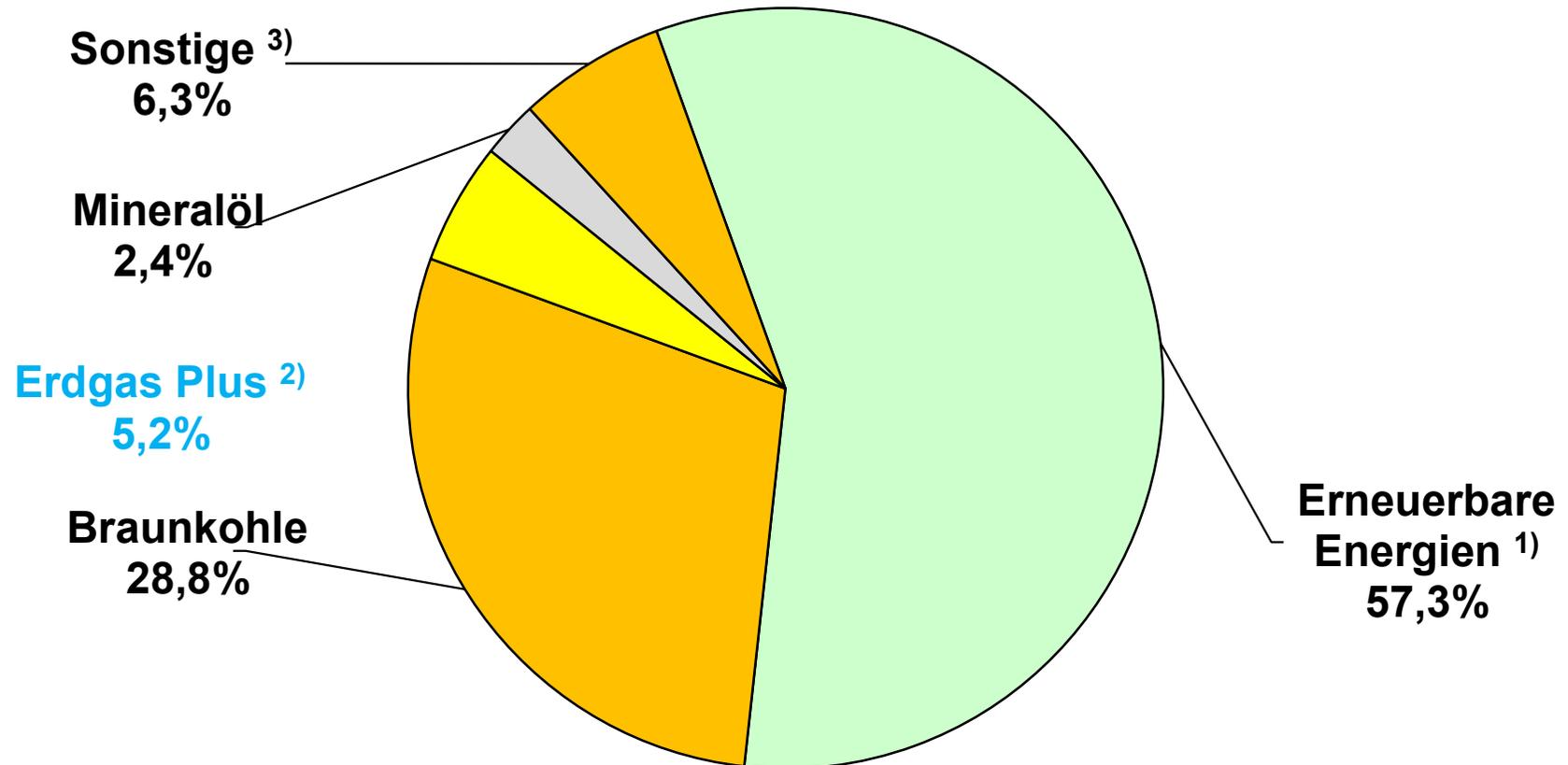
Quellen: AGEB aus BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 3/Grafik, 9/2018; AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2020, Stand 9/2021

Primärenergiegewinnung nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Deutschland 2020 (4)

Jahr 2020: 3.475 PJ = 965,3 TWh (Mrd. kWh) = 81,1 Mtoe; Veränderung 1990/2020 - 45,4%

Beitrag Erdgas 181 PJ, Anteil 5,2%

Anteil am PEV 28,5% von gesamt 11.899 PJ



Grafik Bouse 2021

Erneuerbare Energien dominieren mit 57,3%

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Erneuerbare Energien: Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie, Biomasse, Geothermie, biogener Abfall (50%) u.a.

2) Gase Anteil 5,2%, davon Erdgas + Erdölgas 4,8%

3) Nichtbiogene Abfälle (50%) und Abwärme u.a.

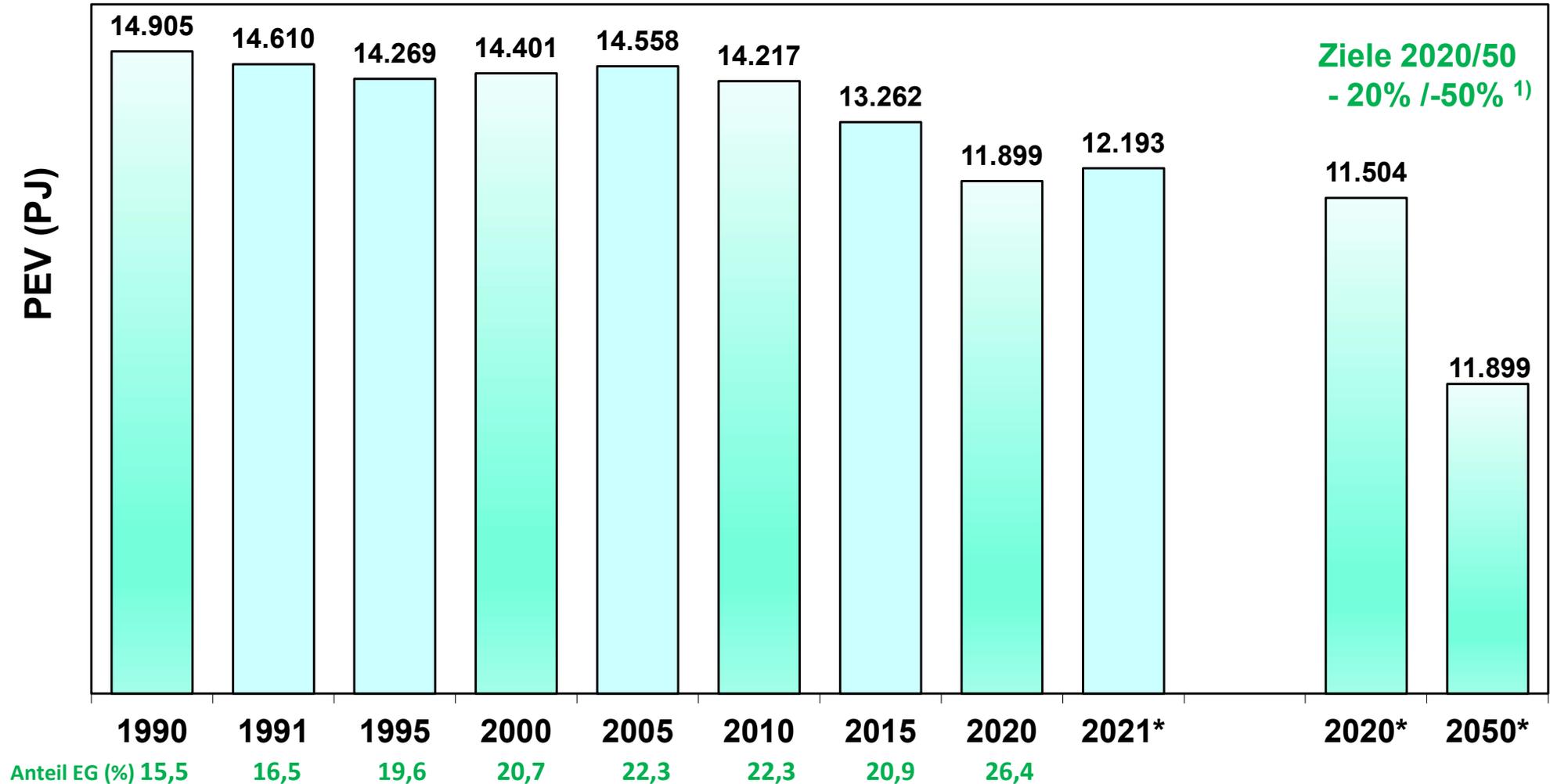
Quellen: AGEB Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2020, 9/2021, Stat. BA bis 2020, 3/2021

Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) mit Beitrag Erdgas in Deutschland 1990-2020/21, Ziele 2020/50 (1)

Jahr 2020: Gesamt 11.899 PJ = 3.305,3 TWh (Mrd. kWh) = 284,2 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 20,2%

143,0 GJ/Kopf = 39,7 MWh/Kopf = 3,4 t RÖE/Kopf

Beitrag Erdgas 3.136 PJ (Anteil 26,4%)



Grafik Bause 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Ziele der Bundesregierung zur Energiewende 2020/50

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020/21 = je 83,2 Mio.

Quellen: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz DE 1990-2020, Ausgabe 9/2021 und Energieverbrauch 2020, 12/2021; AGEB aus BMWI-Energiedaten gesamt, Tab. 4, 1/2022 aus www.bmwi.de, BMWI - Die Energie der Zukunft, Achter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2018/19, S. 25, 1/2021

Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) mit Beitrag Erdgas in Deutschland 1990-2020 (2)

Jahr 2020: Gesamt 11.899 PJ = 3.305,3 TWh (Mrd. kWh) = 284,2 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 20,2%
 143,0 GJ/Kopf = 39,7 MWh/Kopf = 3,4 t RÖE/Kopf
 Beitrag Erdgas 3.136 PJ (Anteil 26,4%)

2.1 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Energieträger	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in PJ																																	
Steinkohle	PJ	2.306	2.330	2.196	2.139	2.140	2.060	2.090	2.065	2.059	1.967	2.021	1.949	1.927	2.010	1.909	1.808	1.964	2.017	1.800	1.496	1.714	1.715	1.725	1.840	1.759	1.729	1.693	1.502	1.428	1.084	897	
Braunkohle	PJ	3.201	2.907	2.176	1.983	1.861	1.734	1.688	1.595	1.514	1.473	1.550	1.633	1.663	1.639	1.648	1.596	1.576	1.613	1.554	1.507	1.512	1.564	1.645	1.629	1.574	1.563	1.511	1.507	1.481	1.163	938	
Mineralöle	PJ	3.228	3.547	3.628	3.746	3.692	3.689	3.808	3.753	3.775	3.599	3.499	3.577	3.381	3.286	3.214	3.166	3.121	4.626	4.904	4.635	4.684	4.525	4.527	4.628	4.493	4.481	4.566	4.671	4.452	4.511	4.087	
Gase	PJ	2.304	2.422	2.398	2.536	2.580	2.812	3.145	3.005	3.031	3.022	2.996	3.158	3.157	3.194	3.209	3.261	3.326	3.201	3.231	3.047	3.181	2.923	2.933	3.074	2.672	2.781	3.068	3.167	3.099	3.222	3.147	
• Erdgas, Erdölgas	PJ	2.293	2.409	2.382	2.520	2.567	2.799	3.132	2.992	3.019	3.010	2.985	3.148	3.143	3.181	3.198	3.250	3.312	3.191	3.222	3.039	3.171	2.911	2.920	3.059	2.660	2.770	3.056	3.159	3.091	3.214	3.136	
Erneuerbare Energien	PJ	196	197	207	228	253	275	270	344	379	403	417	432	455	561	650	769	939	1.117	1.147	1.201	1.413	1.463	1.385	1.499	1.519	1.644	1.676	1.797	1.802	1.904	1.961	
Sonstige Energieträger	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	51	43	138	165	211	157	159	202	224	243	255	231	208	226	224	236	235	214	218	214	
Außenhandels saldo Strom	PJ	3	-2	-19	3	8	17	-19	-8	-2	4	11	10	2	-29	-26	-31	-71	-69	-81	-52	-64	-23	-83	-116	-122	-174	-182	-189	-175	-113	-68	
Kernenergie	PJ	1.668	1.609	1.733	1.675	1.650	1.682	1.764	1.859	1.764	1.855	1.851	1.868	1.798	1.801	1.822	1.779	1.826	1.533	1.623	1.472	1.533	1.178	1.085	1.061	1.060	1.001	923	833	829	819	702	
Insgesamt	PJ	14.905	14.610	14.319	14.309	14.185	14.269	14.746	14.614	14.521	14.323	14.401	14.679	14.427	14.600	14.591	14.558	14.837	14.197	14.380	13.531	14.217	13.599	13.447	13.822	13.180	13.262	13.491	13.523	13.129	12.805	11.899	
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in %																																	
Steinkohle	%	15,5	15,9	15,3	14,9	15,1	14,4	14,2	14,1	14,2	13,7	14,0	13,3	13,4	13,8	13,1	12,4	13,2	14,2	12,5	11,1	12,1	12,6	12,8	13,3	13,3	13,0	12,6	11,1	10,9	8,5	7,5	
Braunkohle	%	21,5	17,2	15,2	13,9	13,1	12,2	11,4	10,9	10,4	10,3	10,8	11,1	11,5	11,2	11,3	11,0	10,6	11,4	10,8	11,1	10,6	11,5	12,2	11,8	11,9	11,8	11,2	11,1	11,3	9,1	8,0	
Mineralöle	%	35,1	38,0	39,3	40,2	40,1	39,9	39,4	39,4	39,8	39,1	38,2	38,0	37,3	36,2	35,7	35,5	34,5	32,6	34,1	34,3	32,9	33,3	33,7	33,5	34,1	33,9	33,8	34,5	33,9	35,2	34,3	
Gase	%	15,5	16,6	16,7	17,7	18,2	19,7	21,3	20,6	20,9	21,1	20,8	21,5	21,9	21,9	22,0	22,4	22,4	22,5	22,5	22,5	22,4	21,5	21,8	22,2	20,3	21,0	22,7	23,4	23,6	25,2	26,5	
• Erdgas, Erdölgas	%	15,4	16,5	16,6	17,6	18,1	19,6	21,2	20,5	20,8	21,0	20,7	21,4	21,8	21,8	21,9	22,3	22,3	22,5	22,4	22,5	22,3	21,4	21,7	22,1	20,2	20,9	22,7	23,4	23,5	25,1	26,4	
Erneuerbare Energien	%	1,3	1,4	1,4	1,6	1,8	1,9	1,8	2,4	2,6	2,8	2,9	2,9	3,2	3,8	4,5	5,3	6,3	7,9	8,0	8,9	9,9	10,8	10,3	10,8	11,5	12,4	12,4	13,3	13,7	14,9	16,5	
Sonstige Energieträger	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,3	0,9	1,1	1,4	1,1	1,1	1,4	1,7	1,7	1,9	1,7	1,5	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,7	1,8	
Außenhandels saldo Strom	%	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,5	-0,5	-0,6	-0,4	-0,4	-0,2	-0,6	-0,8	-0,9	-1,3	-1,3	-1,4	-1,3	-0,9	-0,6	
Kernenergie	%	11,2	11,0	12,1	11,7	11,6	11,8	12,0	12,7	12,2	13,0	12,9	12,7	12,5	12,3	12,5	12,2	12,3	12,2	12,3	10,8	11,3	10,9	10,8	8,7	8,1	7,7	8,0	7,6	6,2	6,3	6,4	5,9
Insgesamt	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	

* Vorläufige Daten 2020, Stand 9/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020 = 83,2 Mio

1) Sonstige Energieträger: Nicht-erneuerbare Abfälle, Sonstige Energieträger und Außenhandels saldo Fernwärme

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2020/21 (4)

Jahr 2021: Gesamt 12.265 PJ = 3.406,9 TWh (Mrd. kWh) = 295,3 Mtoe, Veränderung 1990/2021 – 17,7%
 147,4 GJ/Kopf = 40,9 MWh/Kopf = 3,5 t RÖE/Kopf
 Beitrag Kernenergie 754 PJ (Anteil 6,1%)

Tabelle 1



Primärenergieverbrauch in Deutschland 2020 und 2021 ¹⁾

Energieträger	2020	2021	2020	2021	Veränderungen 2021 geg. 2020			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2020	2021
Mineralöl	4.087	3.961	139,4	135,1	-126	-4,3	-3,1	34,4	32,3
Erdgas	3.136	3.288	107,0	112,2	152	5,2	4,9	26,4	26,8
Steinkohle	896	1.044	30,6	35,6	148	5,1	16,5	7,5	8,5
Braunkohle	958	1.128	32,7	38,5	170	5,8	17,7	8,1	9,2
● Kernenergie	702	754	24,0	25,7	52	1,8	7,4	5,9	6,1
Erneuerbare Energien	1.972	1.947	67,3	66,4	-25	-0,8	-1,2	16,6	15,9
Stromausgleichssaldo	-68	-69	-2,3	-2,4	-1	-0,1	...	-0,6	-0,6
Sonstige	213	213	7,3	7,3	1	0,0	0,4	1,8	1,7
Insgesamt	11.895	12.265	405,9	418,5	371	12,6	3,1	100,0	100,0

1) Alle Angaben vorläufig, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, für erneuerbare Energien)

* Daten 2021 vorläufig, Stand 03/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

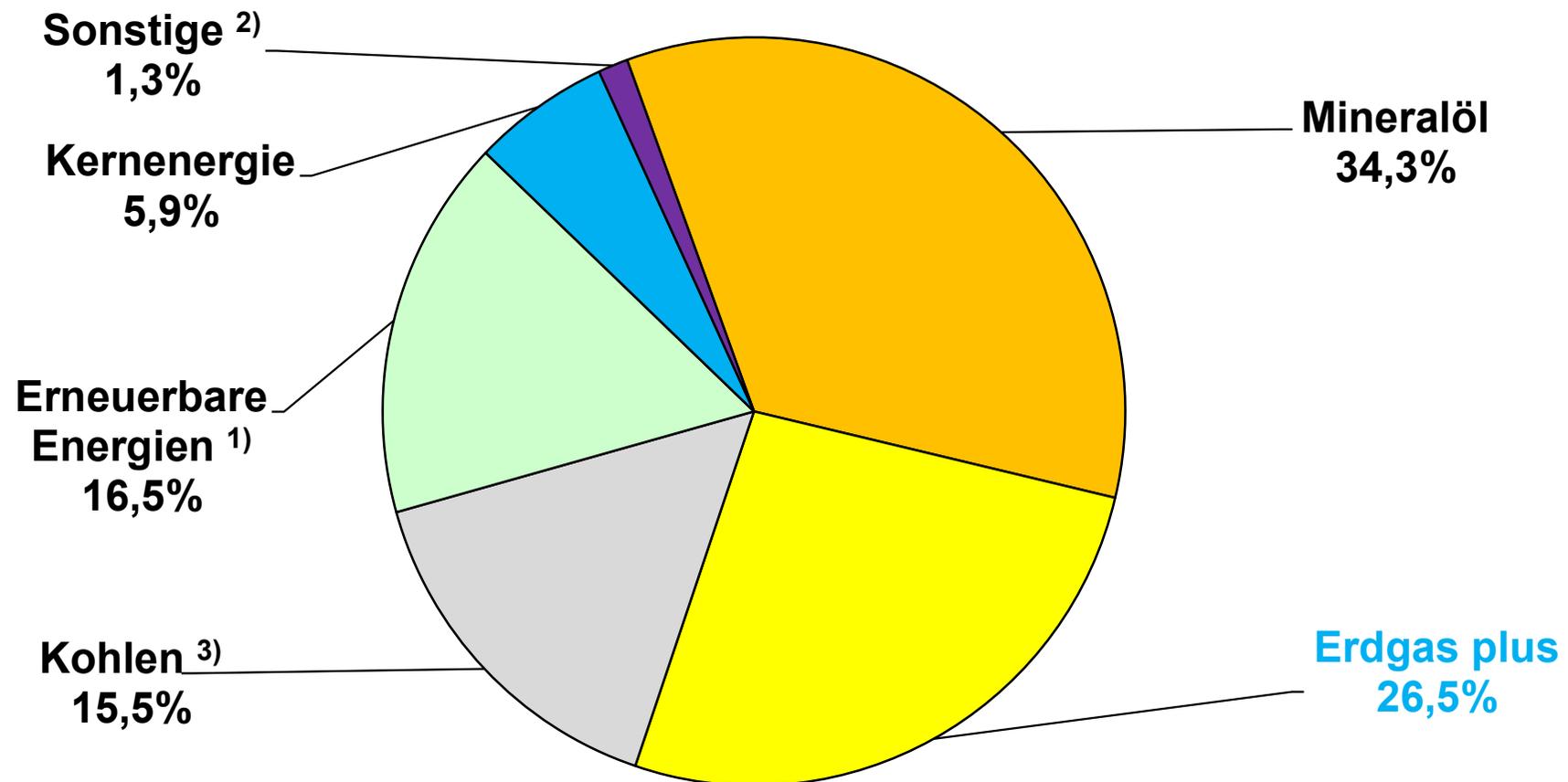
Quelle: AGE B – Energieverbrauch in Deutschland, Jahresbericht 2021, 03/2022

Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern in Deutschland 2020 (5)

Jahr 2020: Gesamt 11.899 PJ = 3.305,3 TWh (Mrd. kWh) = 284,2 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 20,2%

143,0 GJ/Kopf = 39,7 MWh/Kopf = 3,4 t RÖE/Kopf

Beitrag Erdgas 3.136 PJ (Anteil 26,4%)



Fossile Energien dominieren weiter mit 76,3%

* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Erneuerbare Energien: Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie, Biomasse, Geothermie, biogener Abfall (50%) u.a.

2) Sonstige: Nicht erneuerbare Abfälle, Abwärme und nicht reg. Wasserkraft (Pumpspeicherstrom) sowie Außenhandelsaldo Strom

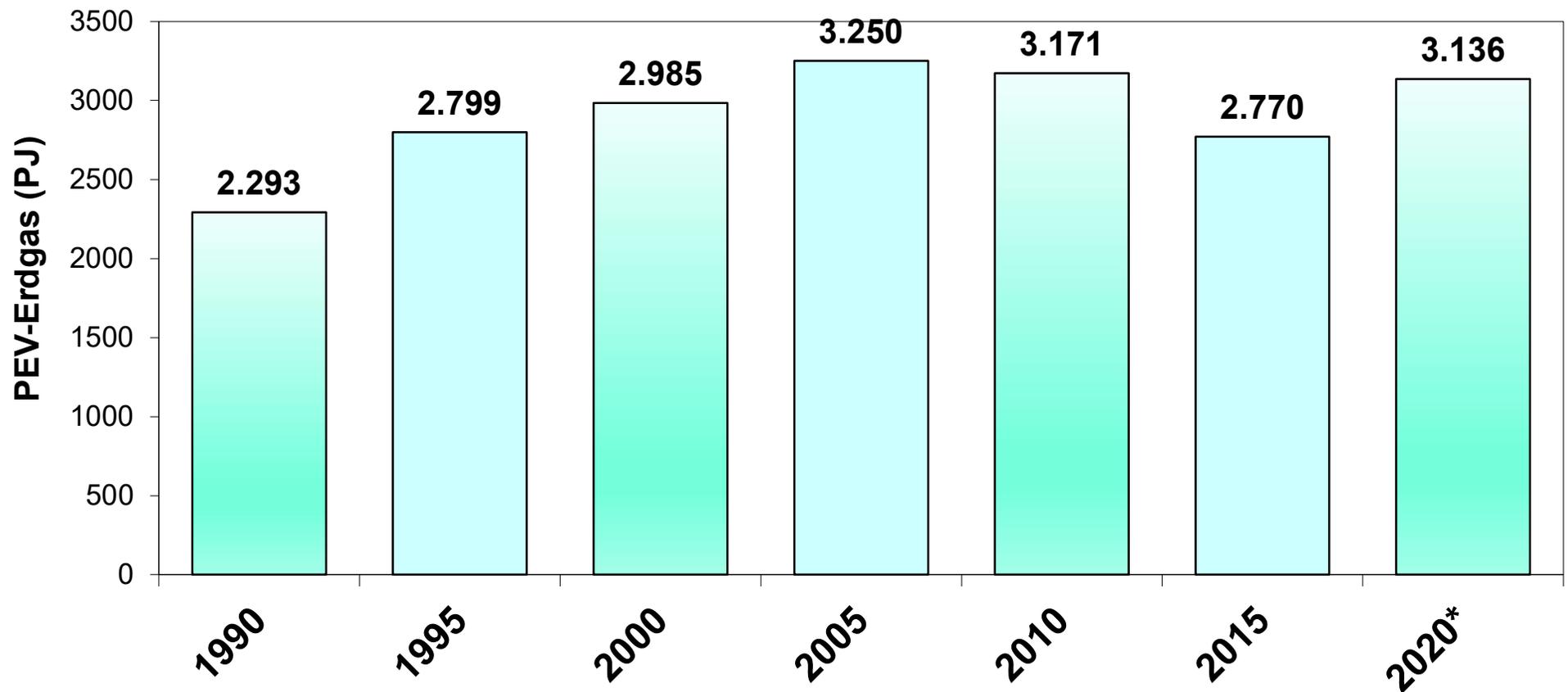
3) Anteil Braunkohle 8,0% und Steinkohle 7,5%

Quellen: BMWI – Energiedaten, Tab.4, 3/2021 aus Internet www.bmwi.de; AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2020, Stand 3/2021;

AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz DE 1990-2020, Ausgabe 9/2021; Stat. BA bis 2020, 3/2021

Entwicklung Primärenergieverbrauch Erdgas (PEV-Erdgas) in Deutschland von 1990-2020 (6)

Jahr 2020: Gesamt 3.136 PJ = 871,1 TWh (Mrd. kWh) ¹⁾ = k.A. Mrd. m³_{Hu} ¹⁾
PEV-Anteil 26,4% von 11.889 PJ



Grafik Bouse 2022

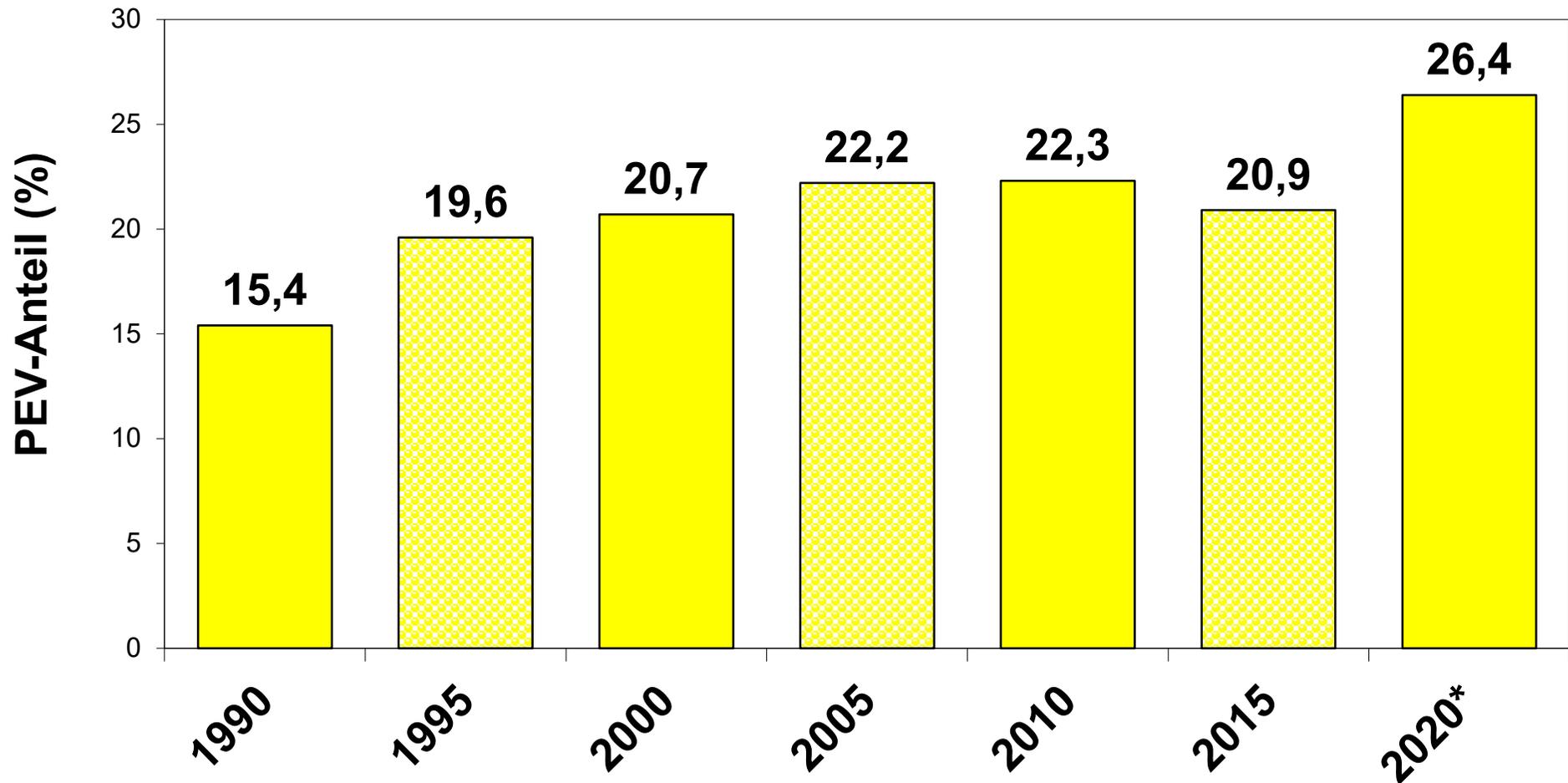
* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Erdgas, Erdölgas (ohne Grubengas 11 PJ im Jahr 2020)

Entwicklung Anteil Energieträger Erdgas (Naturgas) ¹⁾ am Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland 1990-2020 (7)

Jahr 2020: Gesamt 3.136 PJ = 871,1 TWh (Mrd. kWh) ¹⁾ = k.A. Mrd. m³_{Hu} ¹⁾
PEV-Anteil 26,4% von 11.889 PJ



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

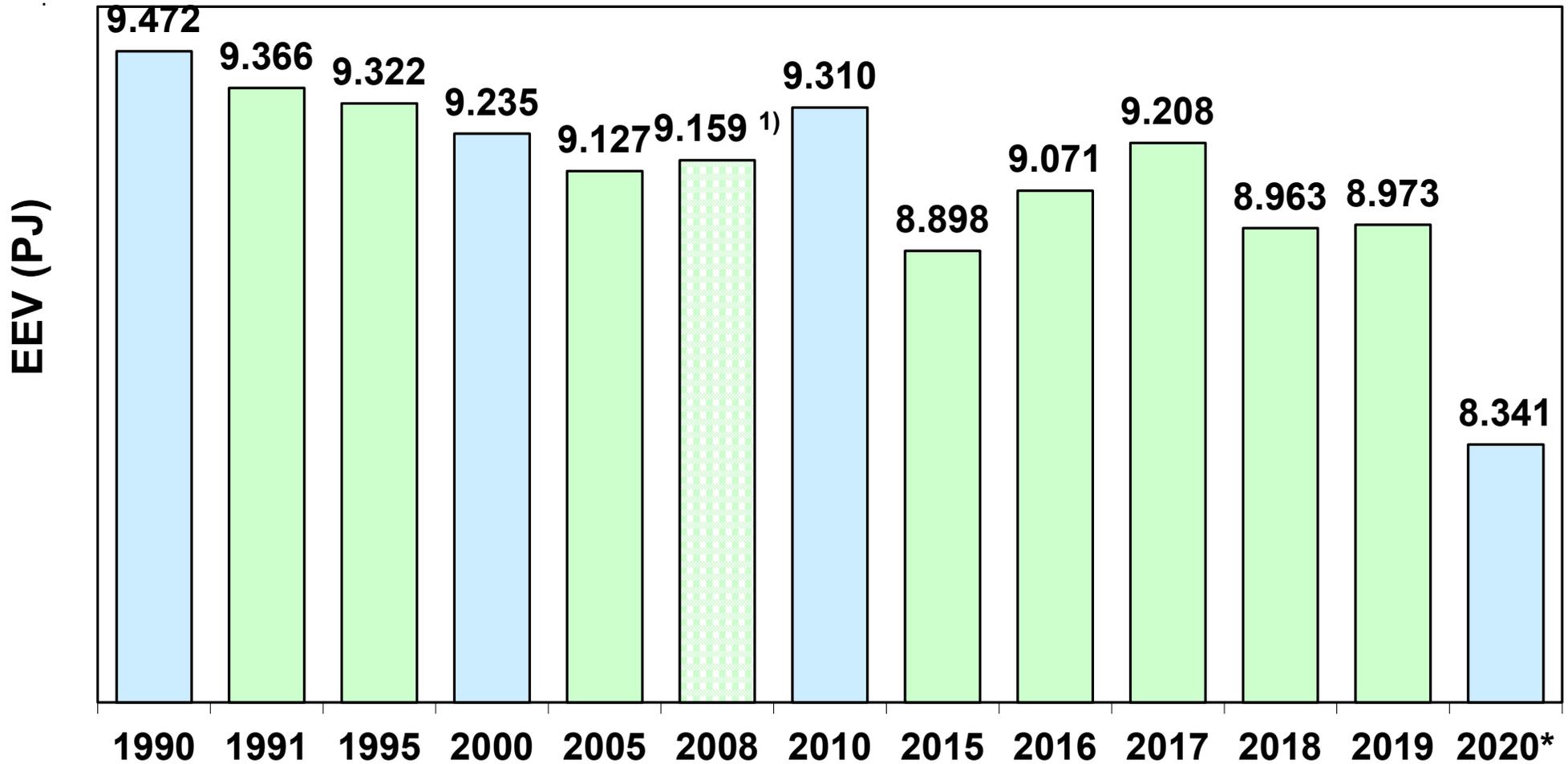
¹⁾ Erdgas, Erdölgas (ohne Grubengas 11,0 PJ im Jahr 2020)

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland 1990-2020 (1)

Jahr 2020: 8.341 PJ = 2.316,9 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2020 - 11,9%

100,3 GJ/Kopf = 27,8 MWh/Kopf

Beitrag Erdgas 2.008 PJ, Anteil 24,1%



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Bruttoendenergieverbrauch gemäß EU-RL 2009/28/EG

2) Zielbezugsjahr ist 2008 zur Ermittlung der jährlichen Energieproduktivität EEV p.a. zur Erreichung der Zeile der Bundesregierung zur Energiewende 2020/50

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Deutschland 1990-2020 (2)

Jahr 2020: 8.341 PJ = 2.316,9 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2020 - 11,9%

100,3 GJ/Kopf = 27,8 MWh/Kopf
Beitrag Erdgas 2.008 PJ, Anteil 24,1%

6.1 Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Energieträger	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Endenergieverbrauch nach Energieträgern in PJ																																
Steinkohle	PJ	571	532	483	428	446	433	447	460	390	393	432	409	398	382	330	319	339	373	357	283	373	387	340	338	348	382	378	366	360	339	304
Braunkohle	PJ	975	555	353	295	221	178	165	130	104	94	82	77	70	75	81	78	81	78	87	79	89	94	92	93	85	84	87	88	86	79	77
Mineralöle	PJ	4.061	4.328	4.376	4.505	4.396	4.402	4.545	4.463	4.431	4.291	4.148	4.237	4.063	3.949	3.820	3.730	3.738	3.297	3.380	3.421	3.431	3.298	3.331	3.434	3.317	3.322	3.391	3.492	3.312	3.396	2.944
Gase	PJ	1.789	1.915	1.913	2.011	2.025	2.163	2.399	2.306	2.327	2.323	2.328	2.436	2.392	2.335	2.329	2.210	2.305	2.200	2.281	2.116	2.352	2.149	2.186	2.286	2.058	2.163	2.228	2.227	2.189	2.183	2.098
Erdgas, Erdölgas	PJ	1.541	1.688	1.724	1.851	1.882	2.025	2.273	2.169	2.195	2.201	2.204	2.324	2.290	2.232	2.217	2.099	2.189	2.104	2.177	2.034	2.247	2.038	2.081	2.184	1.956	2.057	2.131	2.132	2.082	2.085	2.008
Erneuerbare Energien	PJ	34	44	44	34	68	110	111	173	186	192	201	231	232	291	318	370	446	494	466	477	617	537	572	627	589	622	639	663	660	696	717
Sonstige Energieträger	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63	77	107	33	31	63	76	74	99	82	63	73	70	76	76	76	76	77
Strom	PJ	1.638	1.615	1.602	1.587	1.605	1.648	1.674	1.690	1.709	1.718	1.780	1.778	1.801	1.837	1.860	1.864	1.885	1.894	1.887	1.783	1.899	1.876	1.884	1.884	1.846	1.833	1.863	1.868	1.848	1.800	1.746
Fernwärme	PJ	383	378	356	355	349	366	344	309	310	290	265	268	270	429	449	430	430	427	436	428	472	420	431	435	383	402	410	411	394	403	377
Insgesamt	PJ	9.472	9.366	9.127	9.234	9.110	9.322	9.686	9.535	9.458	9.300	9.235	9.455	9.226	9.360	9.284	9.127	9.297	8.796	9.159	8.665	9.310	8.881	8.919	9.179	8.699	8.898	9.071	9.190	8.924	8.973	8.341
Endenergieverbrauch nach Energieträgern in %																																
Steinkohle	%	6,0	5,7	5,3	4,6	4,9	4,9	4,6	4,8	4,1	4,2	4,7	4,3	4,3	4,1	3,8	3,5	3,9	4,3	3,9	3,3	4,0	4,4	3,8	3,7	4,0	4,3	4,2	4,0	4,0	3,8	3,6
Braunkohle	%	10,3	5,9	3,9	3,2	2,4	1,9	1,7	1,4	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
Mineralöle	%	42,9	46,2	47,9	48,8	48,3	47,2	46,9	46,8	46,9	46,1	44,9	43,0	44,0	42,2	41,1	40,9	40,2	37,5	38,1	39,5	36,9	37,1	37,4	37,6	38,1	37,3	37,4	38,0	37,1	37,8	33,3
Gase	%	18,9	20,4	21,0	21,8	22,2	23,2	24,8	24,2	24,6	25,0	25,2	25,8	25,9	25,0	25,1	24,2	24,8	25,0	24,9	24,4	25,3	24,2	24,5	24,9	23,7	24,3	24,6	24,2	24,5	24,4	23,2
Erdgas, Erdölgas	%	16,3	18,0	18,9	20,0	20,7	21,7	23,5	22,8	23,2	23,7	23,9	24,6	24,8	23,8	23,9	23,0	23,5	23,9	23,8	23,5	24,1	22,9	23,3	23,8	22,5	23,1	23,5	23,2	23,3	23,2	24,1
Erneuerbare Energien	%	0,6	0,5	0,5	0,6	0,7	1,2	1,1	1,8	2,0	2,1	2,2	2,4	2,5	3,1	3,4	4,1	4,8	5,6	5,1	5,5	6,6	6,3	6,4	6,8	6,8	7,0	7,0	7,2	7,4	7,8	8,6
Sonstige Energieträger	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	1,2	0,4	0,4	0,7	0,9	0,8	1,1	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
Strom	%	17,3	17,2	17,6	17,2	17,6	17,7	17,3	17,7	18,1	18,5	19,3	18,8	19,5	19,6	20,0	20,4	20,3	21,5	20,6	20,6	20,4	21,1	21,1	20,5	21,2	20,8	20,5	20,3	20,7	20,1	20,9
Fernwärme	%	4,0	4,0	3,9	3,8	3,8	3,9	3,6	3,2	3,3	3,1	2,9	2,8	2,9	4,6	4,8	4,9	4,8	4,9	4,8	4,9	5,1	4,7	4,8	4,7	4,4	4,5	4,5	4,5	4,4	4,5	4,5
Insgesamt	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Zielbezugsjahr ist 2008 zur Ermittlung der jährlichen Energieproduktivität EEV p.a. zur Erreichung der Zeile der Bundesregierung zur Energiewende 2020/50

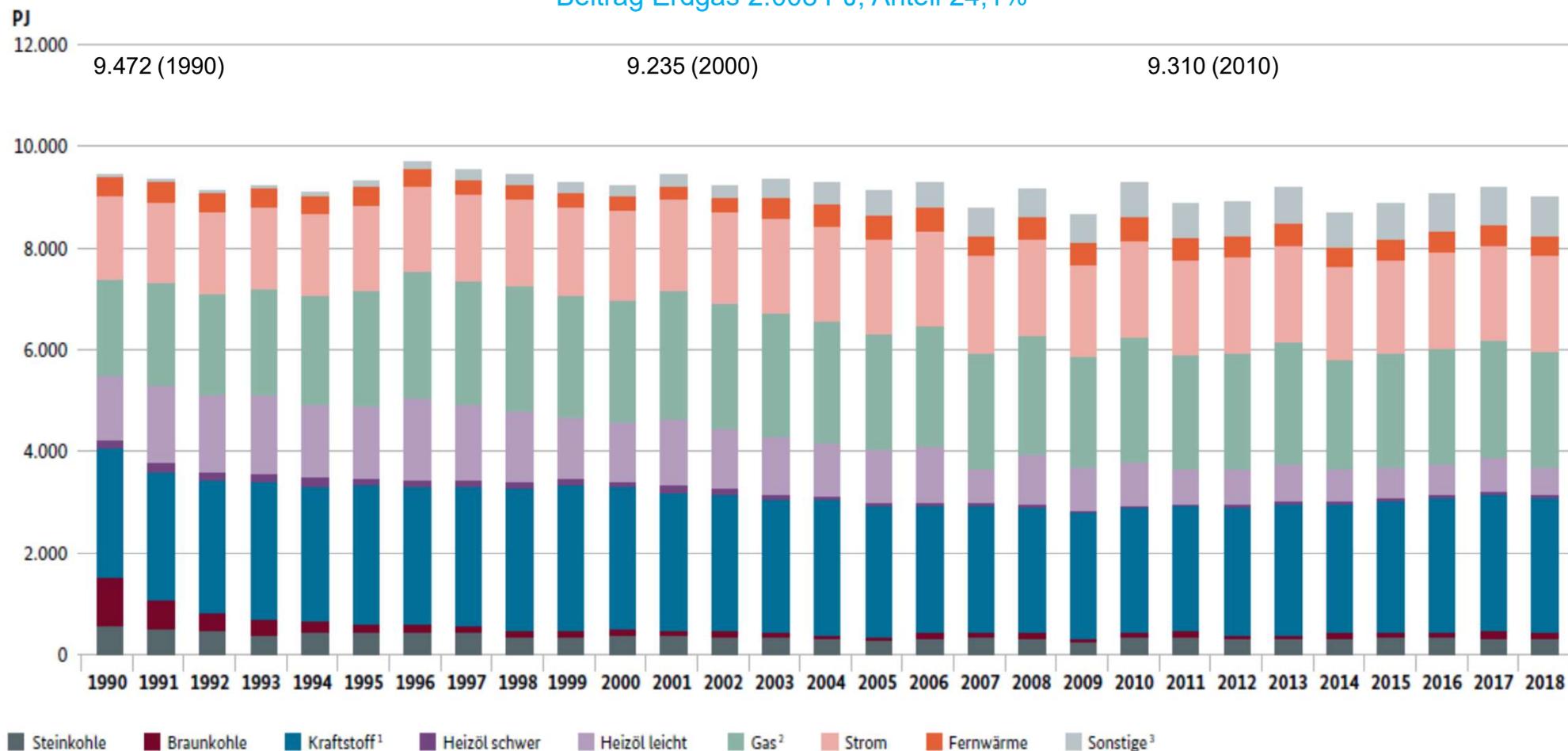
Quellen: AGEBA – Auswertungstabellen zur Energiebilanz D 1990-2020, 9/2021 und Energiebilanz 2019, 2/2021; BMWI - Energiedaten, Gesamtausgabe Tab. 6, 11, 1/2022; Stat. BA 3/2021,

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Deutschland 1990-2020 (3)

Jahr 2020: 8.341 PJ = 2.316,9 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2020 - 11,9%

100,3 GJ/Kopf = 27,8 MWh/Kopf

Beitrag Erdgas 2.008 PJ, Anteil 24,1%



1 Kraftstoffe und übrige Mineralölprodukte 2 Flüssiggas, Raffineriegas, Kokereigas, Gichtgas und Naturgas
3 Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll

* Daten 2020, Stand 1/2022;

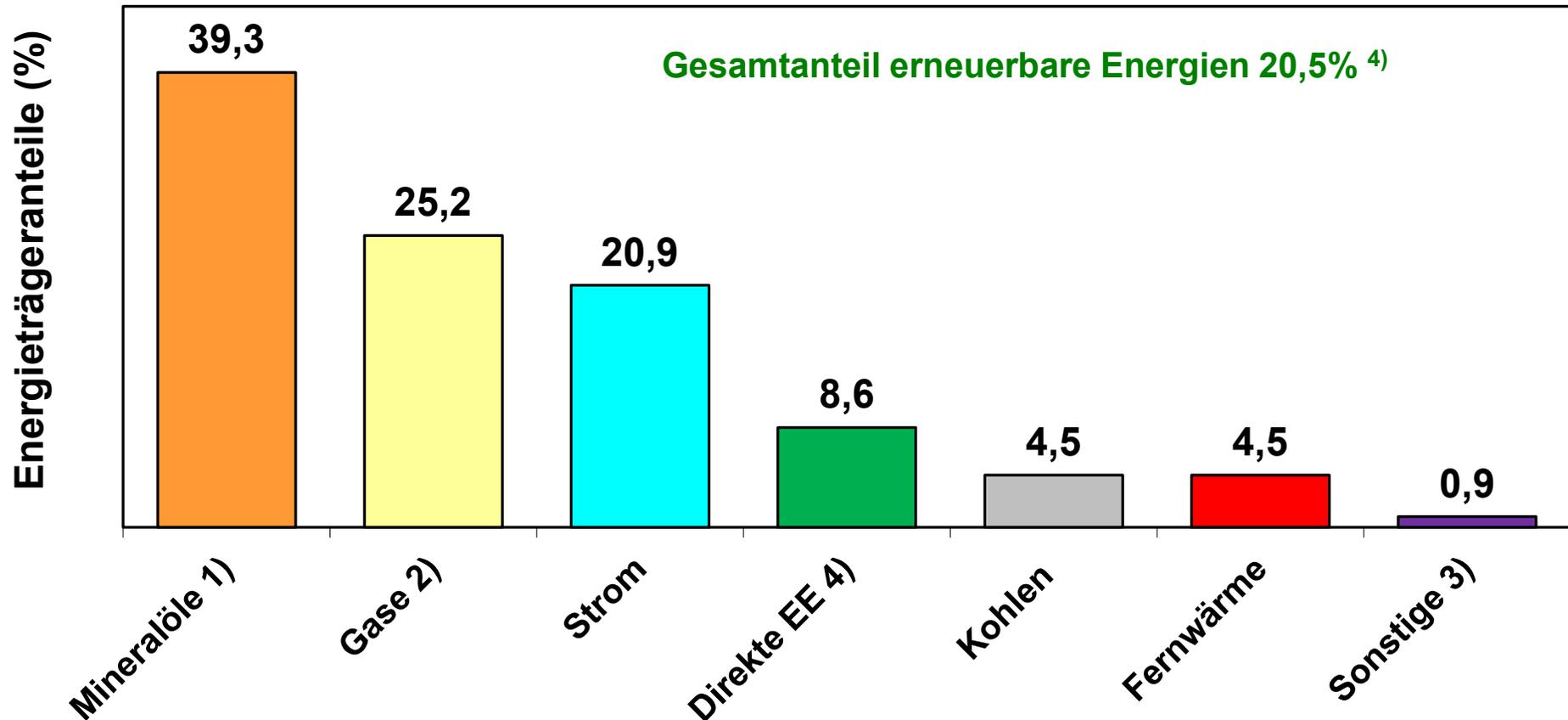
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ Zielbezugsjahr ist 2008 zur Ermittlung der jährlichen Energieproduktivität EEV p.a. zur Erreichung der Zeile der Bundesregierung zur Energiewende 2020/50

Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Deutschland 2020 (4)

Jahr 2020: 8.341 PJ = 2.316,9 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2020 - 11,9%

100,3 GJ/Kopf = 27,8 MWh/Kopf
Beitrag Erdgas 2.008 PJ, Anteil 24,1%



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Aufteilung Mineralöle: Kraftstoffe (25,2%), Heizöl (12,8%), Flüssiggas (0,9%) sowie Petrolkoks, Raffineriegas und andere Mineralölprodukte (0,4%)

2) Gase: Erdgas (24,1%) sowie Kokereigas, Gichtgas und Grubengas (1,1%);

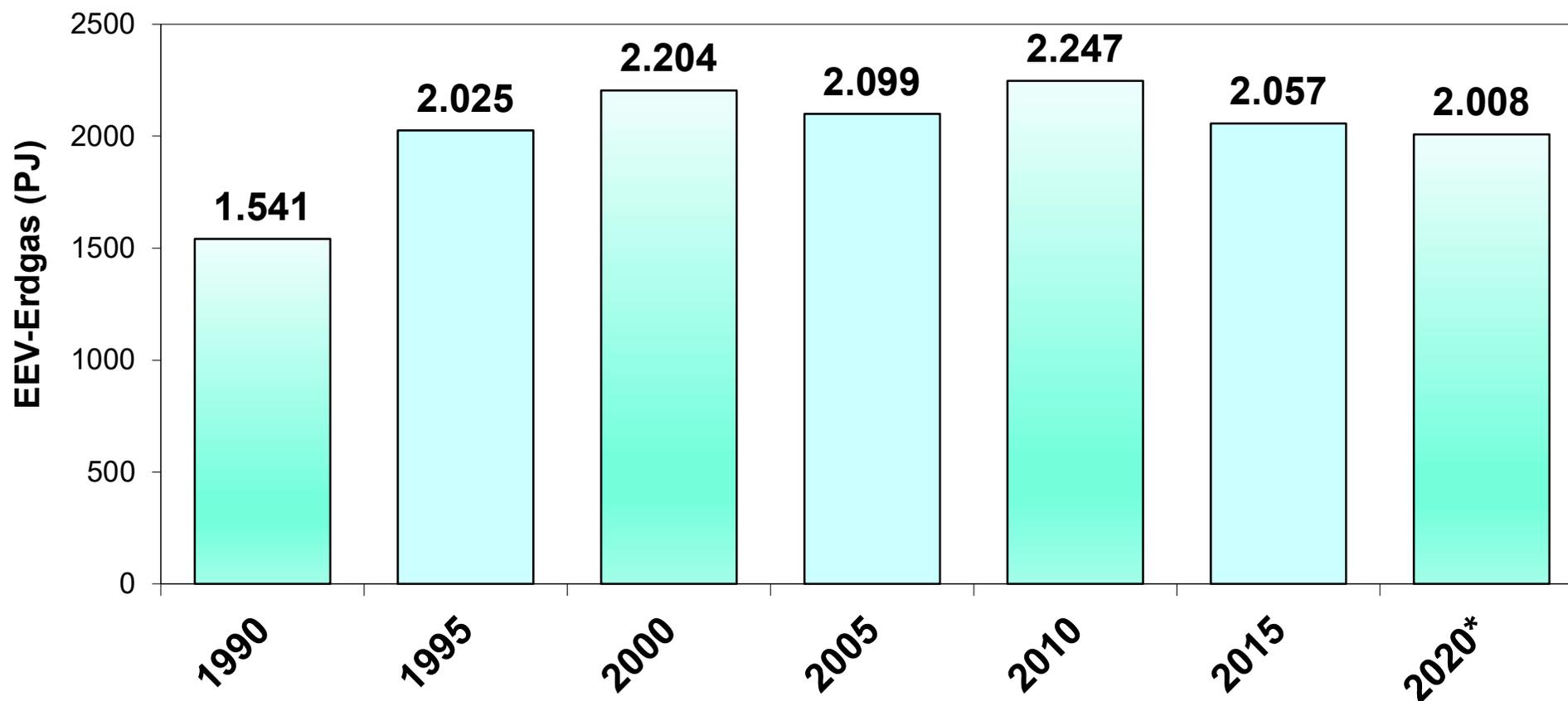
3) Sonstige Energieträger: Nicht erneuerbare Abfälle 50%, Abwärme

4) EE-Gesamtbeitrag 475,6 TWh (20,5%): Direkte erneuerbare Energien (8,6%) und indirekte EE im Strom und Fernwärme (11,9%)

Quellen: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz der BR Deutschland 1990-2020, 9/2021; Stat. BA 9/2021; BMWI – Zeitreihen EE in Deutschland 1990-2020, 9/2021; BMWI - Energiedaten Gesamtausgabe Tab. 5, 6, 11, 1/2022

Entwicklung Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) in Deutschland von 1990-2020 (1)

Jahr 2020: 2.008 PJ = 557,8 TWh (Mrd. kWh); ¹⁾ = k.A. Mrd. m³_{Hu} ¹⁾
EEV-Anteil 24,1% von 8.341 PJ = 2.316,9 TWh (Mrd. kWh);



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

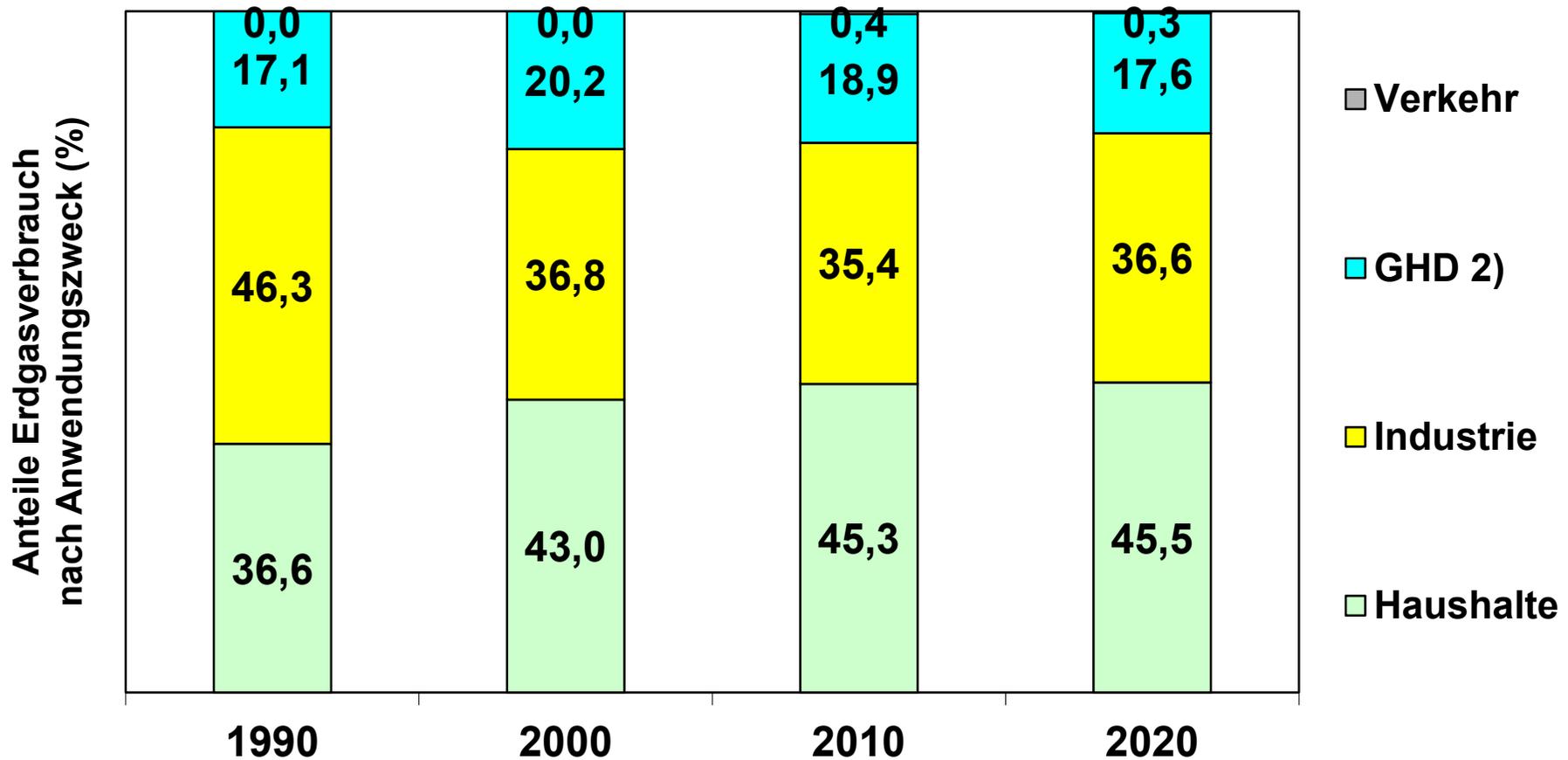
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Erdgas, Erdölgas aber ohne Kokerei/Stadtgas, Gichtgas/Konverter Gas, Grubengas mit 90 PJ im Jahr 2020

Quellen: AGEb – Auswertungstabellen zur Energiebilanz DE 1990-2020, Ausgabe 9/2021; AGEb aus BMWI – Energiedaten gesamt, Grafik, Tab. 4, 1/2022, Stat. BA 9/2020

Entwicklung Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) nach Sektoren in Deutschland 1990-2020 (2)

Gesamt: 1.541 2.204 2.247 2.008 PJ
 428,1 612,2 624,2 557,8 THW (Mrd. kWh) ¹⁾



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 01/2022

Bezogen auf den unteren Heizwert Hu

1) Erdgas ohne Kokerei/Stadtgas, Gichtgas/Konverter Gas

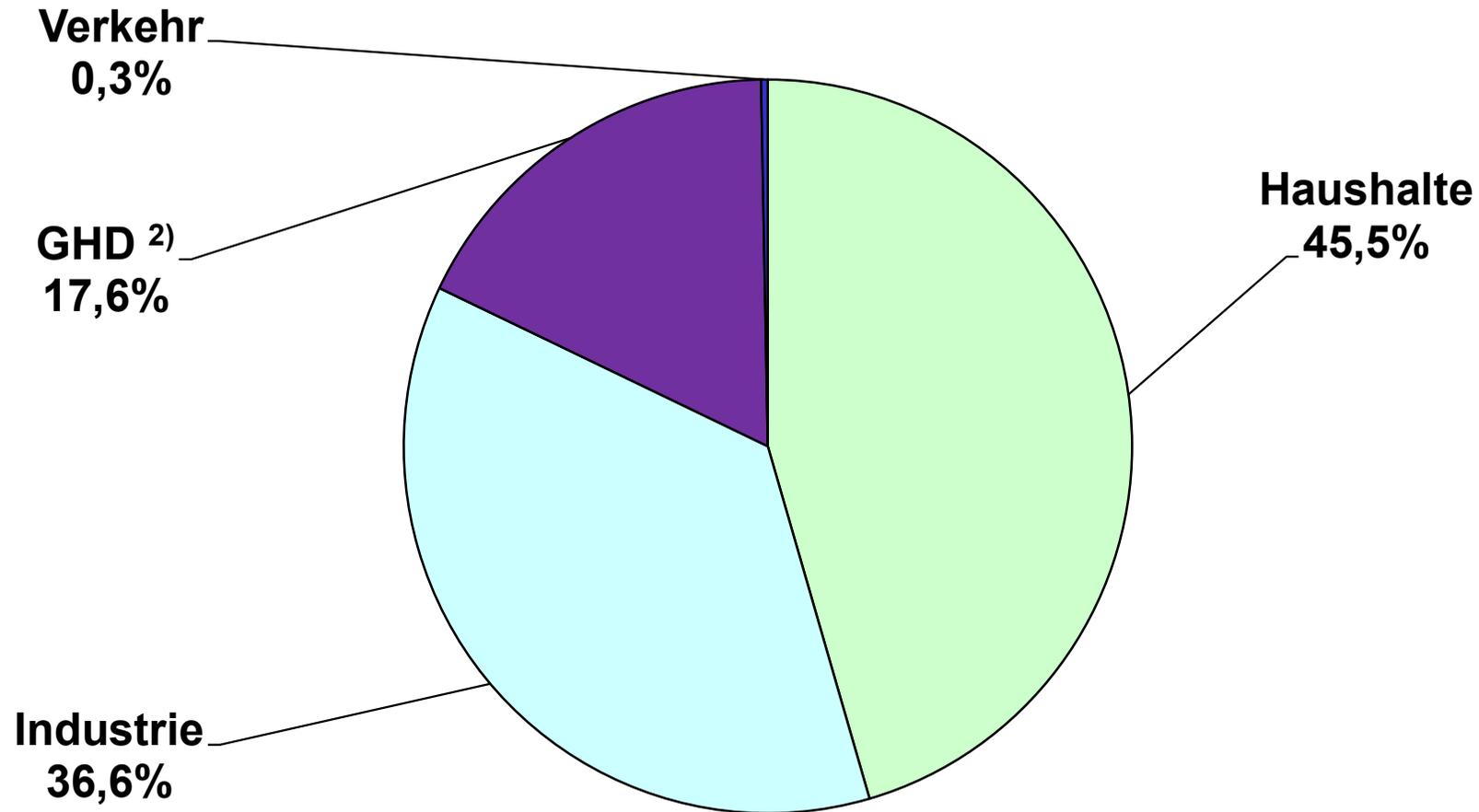
2) GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher

Quellen: AG Energiebilanzen, Stat. BA, BMWI, BAFA aus Auswertungstabellen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2020, Tab. 16.1-16.5, 9/2021;

BMWI - Energiedaten Gesamtausgabe Tab. 5, 6, 11, 1/2022

Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) nach Sektoren in Deutschland 2020 (3)

Gesamt 2.008 PJ = 557,8 TWh (Mrd. kWh) ¹⁾



* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Energieinhalt bezogen auf den unteren Heizwert Hu, 1 m³ Erdgas= 9,77 kWh

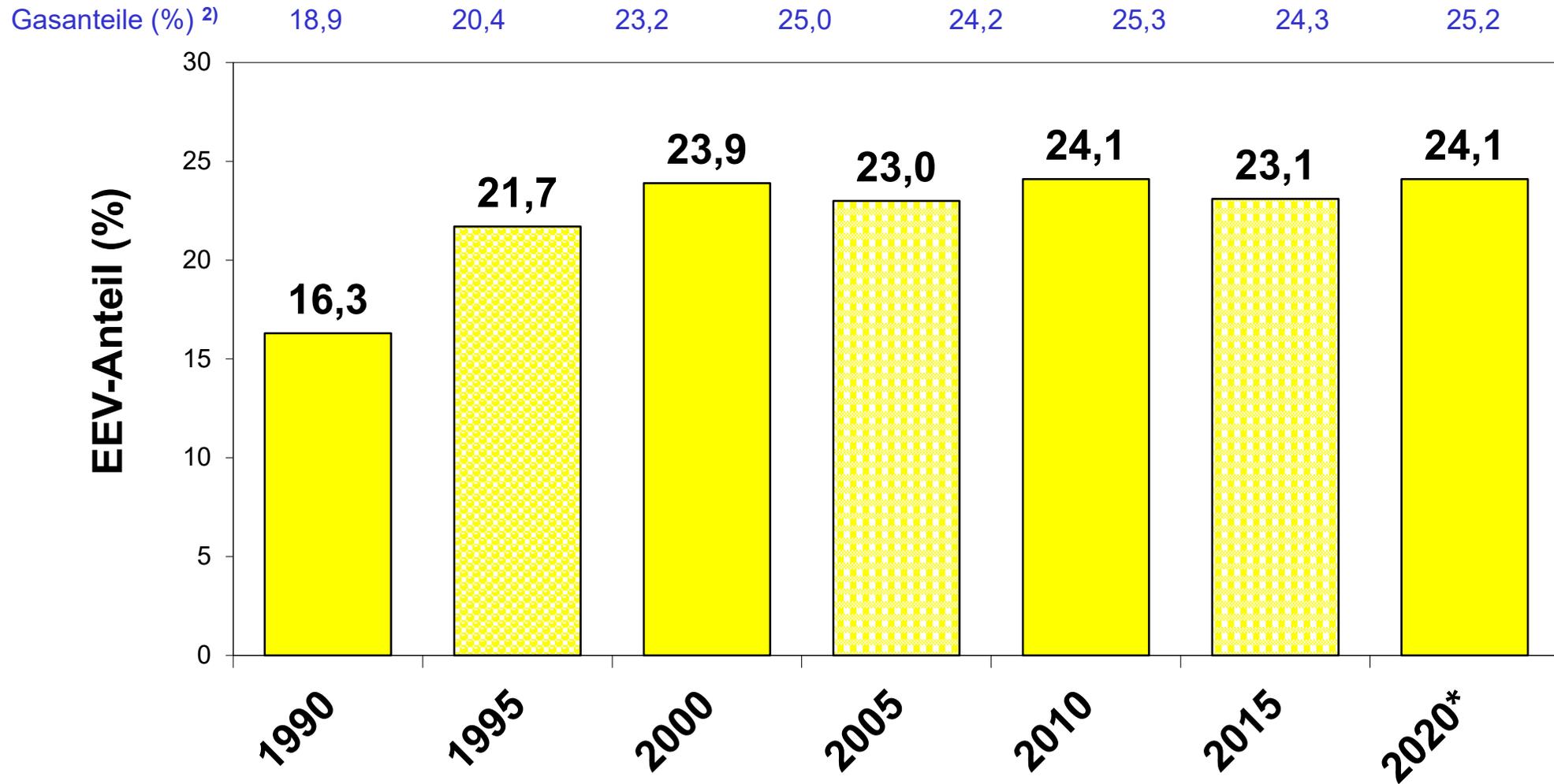
1) Erdgas ohne Kokerei/Stadtgas, Gichtgas/Konverter Gas (90 PJ)

2) GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher

Quelle: AGEb – Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990-2020, Tab. 6.1-6.5, 9/2021; BMWI - Energiedaten Gesamtausgabe Tab. 5, 6, 11, 1/2022

Entwicklung Anteil Erdgas am Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland 1990-2020 (4)

Jahr 2020: 24,1% von 8.341 PJ = 2.316,9 TWh (Mrd. kWh); ¹⁾
Beitrag Erdgas 2.008 PJ = 557,8 TWh (Mrd. kWh) = k.A. Mrd. m³_{Hu}



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

1) Erdgas

2) Gase: Erdgas, Erdölgas plus Kokerei/Stadtgas, Gichtgas/Konverter Gas, Grubengas (aber ohne Mineralölprodukte Flüssiggas und Raffineriegas)

Quelle: AGEb – Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990-2020, Tab. 6.1, 9/2021

Entwicklung der Einspeisekapazitäten und der ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethanmengen in Deutschland 2011-2021

Jahr 2021: Eingespeiste Biomethanmenge 936 Mio. m³ H₂ = rund 10,1 TWh (Mrd. kWh)

Biomethan in Deutschland	2020	2021*	Änderung in %
Anlagenzahl (Aufbereitungsanlagen)	220	224	+1,8
eingespeiste Menge in Mio. m ³	914	936	+2,4
eingespeiste Menge in Mrd. kWh	9,9	10,1	+2,4
Einspeisekapazität in Mio. Nm ³ /a	1 215	1 244	+2,4
Einspeisekapazität in Mrd. kWh/a	13,2	13,5	+2,4

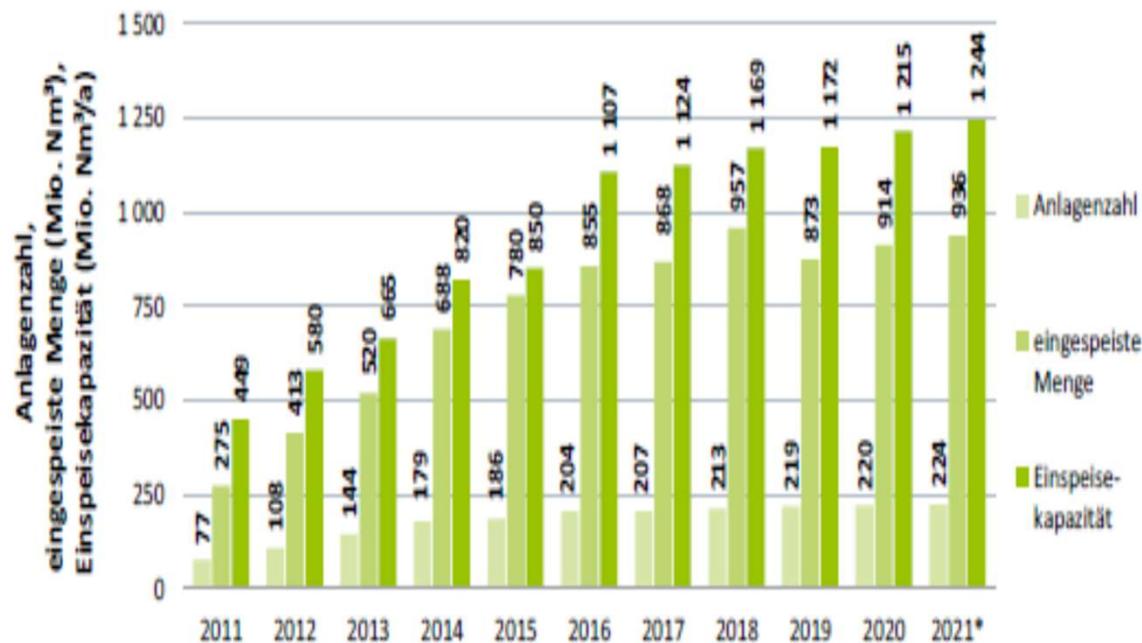
Umrechnung: 1 m³ = 10,83 kWh Brennwert (H₂)

* vorläufig, teilweise geschätzt

Umrechnung: 1 m³ = 10,83 kWh (H₂)

Quellen: Deutsche Energieagentur (dena), BNetzA, BDEW (eigene Berechnung); Stand 12/2021

Entwicklung der Einspeisekapazitäten und der ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethanmengen



Quellen: dena, BNetzA, BDEW (eigene Berechnung); Stand 12/2021

* vorläufig, teilweise geschätzt

Ersten Zahlen zufolge werden 2021 rund 10,1 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. 2020 waren es rund 9,9 Mrd. kWh, von denen knapp 8 Mrd. kWh in die gekoppelte Stromerzeugung gingen. Rund 1,4 Mrd. kWh wurden als Kraftstoff eingesetzt, weitere rund 0,5 Mrd. kWh fanden im Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser) Absatz. Die restlichen Mengen wurden z. B. stofflich genutzt, exportiert oder fanden sonstigen Einsatz. Entsprechend dem Bilanzierungsschema der AG Energiebilanzen werden diese Mengen sowohl auf der Aufkommens- als auch auf der Verbrauchsseite unter Erneuerbaren Energien und nicht unter Erdgas erfasst.

Darüber hinaus befinden sich mit Stand Dezember 2021 37 Power-to-Gas-Anlagen zur **Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in Betrieb**. Hierbei handelt es sich vor allem um Pilot- und Forschungsprojekte oder Anlagen, die aus solchen hervorgegangen sind.

1) Daten 2021 vorläufig, Stand 01/2022

Quelle: dena, BDEW (eigene Berechnung) aus BDEW-Energieversorgung Deutschland 2021, 1/2022 korrigiert

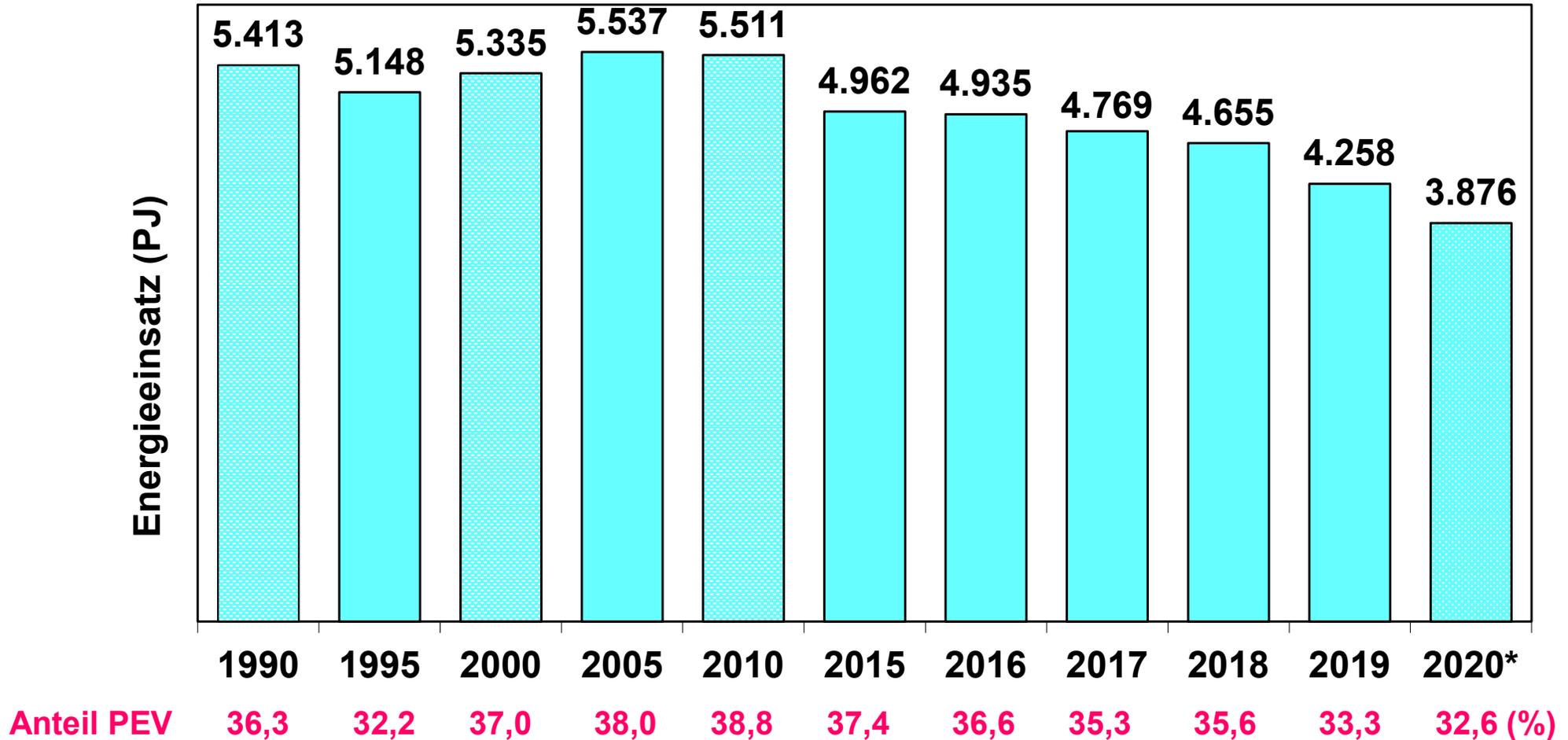
Stromversorgung mit Beitrag Erdgas

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) und PEV-Anteil in Deutschland 1990-2020 (1)

Jahr 2020: Gesamt 3.876 PJ = 1.076,7 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2020 - 28,4%

Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 11.899 PJ = 32,6%

Beitrag Erdgas 617 PJ, Anteil 15,9%



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021 Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) 2020 = 83,2 Mio.

Quellen: AGEB aus BMWI-Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik, Tab. 4/23, 1/2022; AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2020, 9/2021

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2020 (2)

Jahr 2020: Gesamt 3.876 PJ = 1.076,7 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2020 - 28,4%

Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 11.899 PJ = 32,6%

Beitrag Erdgas 617 PJ, Anteil 15,9%

4.1 Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung

Energieträger	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in PJ																																
Steinkohle	PJ	1.270	1.354	1.285	1.323	1.308	1.332	1.370	1.281	1.365	1.273	1.268	1.231	1.200	1.230	1.182	1.161	1.234	1.259	1.083	942	1.012	961	1.007	1.115	1.041	981	939	755	670	472	344
Braunkohle	PJ	1.796	1.679	1.617	1.532	1.505	1.455	1.433	1.392	1.346	1.335	1.420	1.507	1.537	1.507	1.487	1.438	1.433	1.475	1.416	1.369	1.364	1.410	1.485	1.473	1.432	1.421	1.376	1.357	1.332	1.037	848
Mineralöle	PJ	121	137	129	102	104	97	90	83	81	83	82	90	85	91	95	103	89	85	83	87	72	61	56	61	61	51	47	46	46	44	35
Gase	PJ	422	404	358	349	400	418	443	462	477	471	469	477	484	512	524	579	613	633	692	605	675	631	586	532	485	491	617	650	646	687	709
Erdgas, Erdöl	PJ	332	322	278	277	322	341	367	379	389	391	391	397	406	431	445	497	524	520	594	543	576	538	492	429	389	392	512	545	545	593	617
Erneuerbare Energien	PJ	122	115	123	125	137	143	138	148	166	175	183	172	193	242	296	353	441	569	625	660	726	832	719	767	817	902	917	1.011	1.022	1.087	1.122
Sonstige Energieträger	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	36	28	50	48	70	77	87	84	90	97	85	83	81	88	85	89	87	81	81	83
Strom	PJ	18	19	18	18	19	21	21	20	19	19	22	22	23	28	34	34	32	33	29	27	31	28	29	28	29	29	27	30	30	29	32
Kernenergie	PJ	1.663	1.608	1.732	1.674	1.649	1.681	1.763	1.858	1.763	1.855	1.851	1.868	1.798	1.800	1.822	1.779	1.826	1.533	1.623	1.472	1.533	1.178	1.085	1.061	1.060	1.001	923	833	829	819	702
Insgesamt	PJ	5.413	5.316	5.264	5.123	5.123	5.148	5.258	5.244	5.218	5.211	5.335	5.403	5.357	5.459	5.488	5.537	5.744	5.675	5.635	5.254	5.511	5.186	5.061	5.119	5.012	4.962	4.935	4.769	4.655	4.258	3.876
Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in %																																
Steinkohle	%	23,5	25,5	24,4	25,8	25,5	25,9	26,1	24,4	26,2	24,4	23,8	22,8	22,4	22,5	21,5	21,0	21,5	22,2	19,2	17,9	18,4	18,5	19,9	21,8	20,8	19,8	19,0	15,8	14,4	11,1	8,9
Braunkohle	%	33,2	31,6	30,7	29,9	29,4	28,3	27,3	26,5	25,8	25,6	26,6	27,9	28,7	27,6	27,1	26,3	24,9	26,0	25,1	26,1	24,8	27,2	29,5	28,8	28,6	28,6	27,9	28,5	28,6	24,4	21,9
Mineralöle	%	2,2	2,6	2,5	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,7	1,6	1,7	1,7	1,9	1,6	1,5	1,5	1,7	1,3	1,2	1,1	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
Gase	%	7,8	7,6	6,8	6,8	7,8	8,1	8,4	8,8	9,1	9,0	8,8	8,8	9,2	9,4	9,5	10,5	10,7	11,2	12,3	11,5	12,3	12,2	11,6	10,4	9,7	9,9	12,5	13,6	13,9	16,1	18,3
Erdgas, Erdöl	%	6,1	6,1	5,3	5,4	6,3	6,6	7,0	7,2	7,5	7,5	7,3	7,4	7,6	7,9	8,1	9,0	9,1	9,2	10,5	10,3	10,4	10,4	9,7	8,4	7,8	7,9	10,4	11,4	11,7	13,9	15,9
Erneuerbare Energien	%	2,3	2,2	2,3	2,4	2,7	2,8	2,6	2,8	3,2	3,4	3,4	3,2	3,6	4,4	5,4	6,4	7,7	10,0	11,1	12,6	13,2	16,0	14,2	15,0	16,3	18,2	18,6	21,2	22,0	25,5	28,9
Sonstige Energieträger	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,5	0,9	0,9	1,3	1,3	1,5	1,5	1,7	1,8	1,6	1,6	1,6	1,8	1,7	1,8	1,8	1,7	1,9	2,1
Strom	%	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
Kernenergie	%	30,7	30,3	32,9	32,7	32,2	32,7	33,5	35,4	33,8	35,6	34,7	34,6	33,6	33,0	33,2	32,1	31,8	27,0	28,8	28,0	27,8	22,7	21,4	20,7	21,1	20,2	18,7	17,5	17,8	19,2	18,1
Insgesamt	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) 2020 = 83,2 Mio.

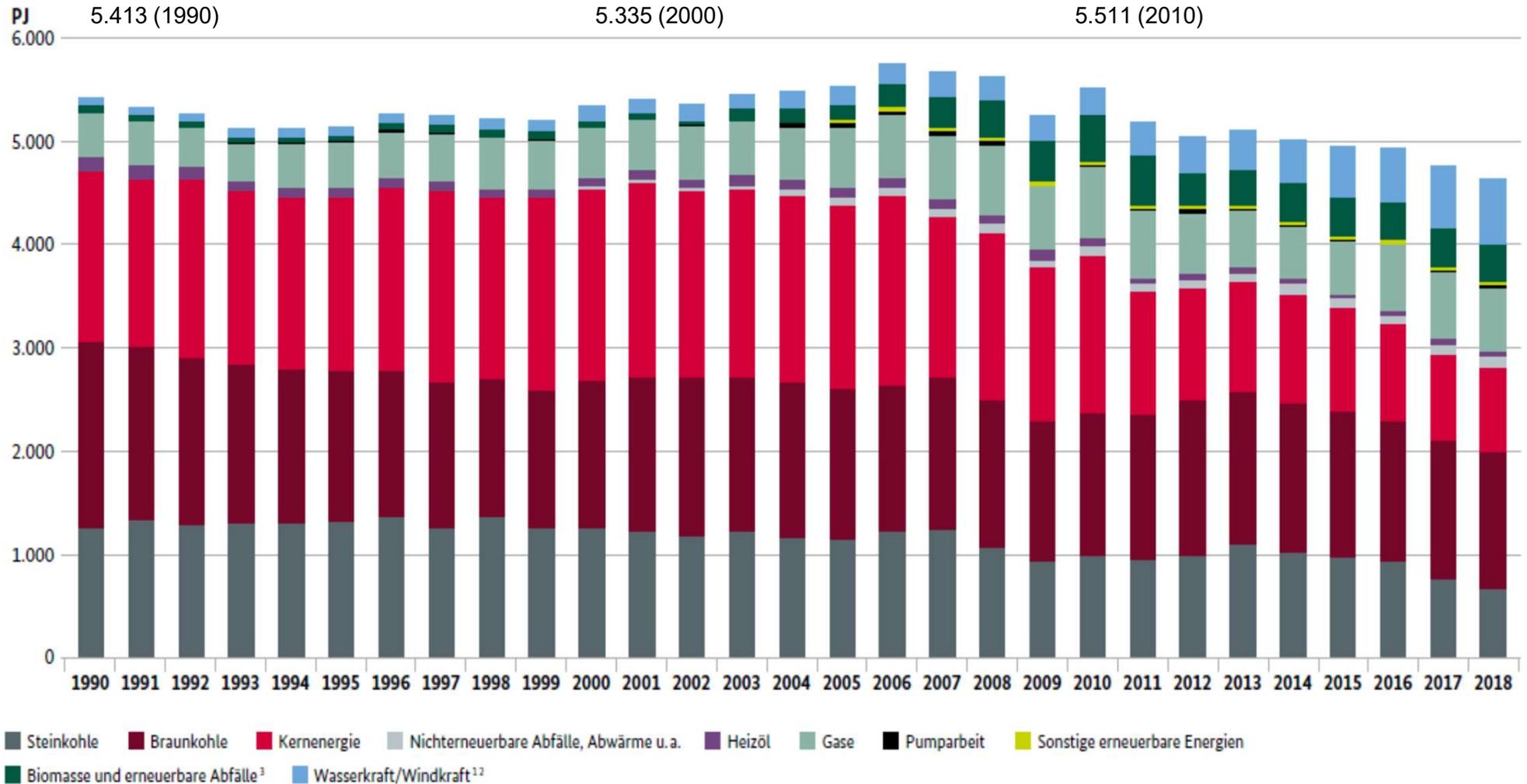
Quellen: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2020, 9/2021; BMWI Energiedaten gesamt, Tab. 4/23, Stand 1/2022

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2020 (3)

Jahr 2020: Gesamt 3.876 PJ = 1.076,7 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2020 - 28,4%

Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 11.899 PJ = 32,6%

Beitrag Erdgas 617 PJ, Anteil 15,9%



1 Berechnet auf der Basis des Wirkungsgradansatzes 2 Windkraft ab 1995 einschl. Fotovoltaik 3 Von 1995 bis 1999 Müll und sonstige Biomasse, ab 2000 Biomasse und erneuerbare Abfälle, Abwärme u. a.

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) 2020 = 83,2 Mio.

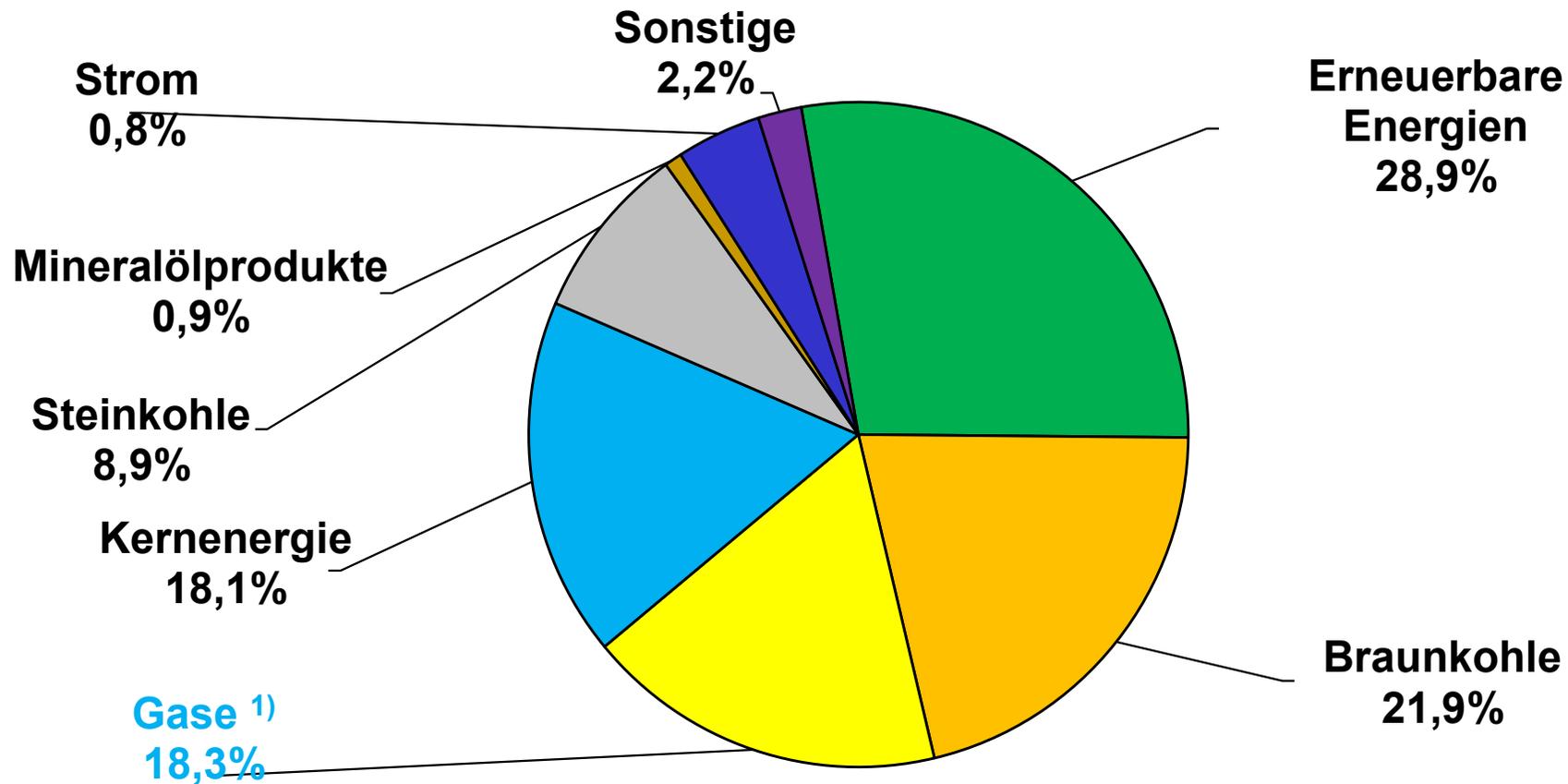
Quellen: AGEB aus BMWI-Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik, Tab. 4, 23, 1/2022; AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2020, 9/20201

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 2020 (4)

Jahr 2020: Gesamt 3.876 PJ = 1.076,7 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2020 - 28,4%

Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 11.899 PJ = 32,6%

Beitrag Erdgas 709 PJ, Anteil 18,3%



Grafik Bouse 2022

Anteil fossile Energien 50,1%, davon Kohlen 30,8%

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

1) Anteil Gase 18,3%, davon Erdgas 15,9%

Bilanz der Stromversorgung in Deutschland 2020/21 (1)

Jahr 2020/21: BSE 566,7 / 582,2 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ + 2,7%
6.811 / 6.998 kWh/Kopf

Bilanz der Stromversorgung in Deutschland*	2020	2021**	Änderung in %
	Mrd. kWh		
Bruttostromerzeugung	566,7	582,2	+2,7
Eigenverbrauch der Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen	26,6	28,3	+6,1
Nettostromerzeugung	540,0	553,9	+2,6
darunter aus:			
Fossile Energieträger***	235,4	256,3	+8,9
Kernenergie	60,9	65,3	+7,2
Erneuerbare Energien	243,7	232,3	-4,7
Einfuhr	47,6	52,2	+9,8
Ausfuhr	-68,6	-72,7	+6,0
Austauschsaldo	-21,0	-20,4	.
Brutto-Inlandsstromverbrauch	545,7	561,8	+2,9
Gesamtstromverbrauch	519,1	533,5	+2,8
Speicherzufuhr	-8,9	-7,6	-14,7
Speicharentnahme	6,6	5,6	-16,3
Differenz Speicher	-2,2	-2,0	.
Netzverluste und stat. Differenzen	-26,9	-26,5	.
Nettostromverbrauch	489,9	505,0	+3,1

* gesamte Stromwirtschaft einschl. Industriekraftwerke sowie Anlagen zur Selbstversorgung Dritter

** vorläufig, teilweise geschätzt

Quellen: Destatis, ZSW, BDEW; Stand 12/2021

* Daten 2021 vorläufig, Stand 01/2022

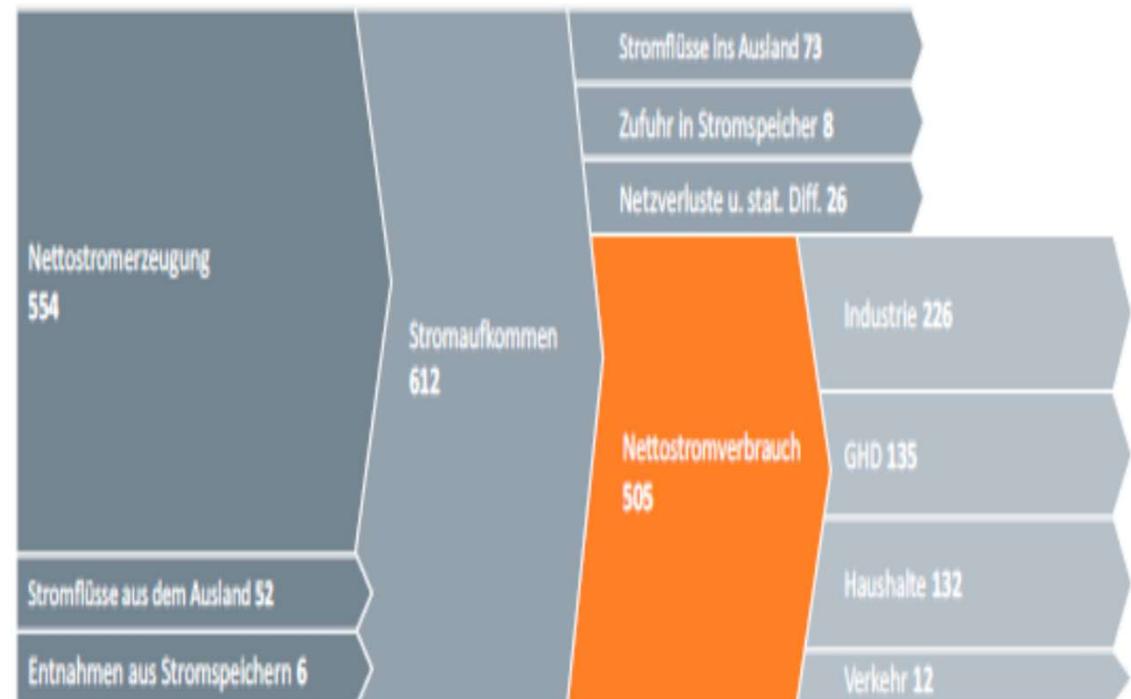
Quelle: BDEW - Energieversorgung Deutschland 2021, 1/2022 korrigiert

Stromfluss

Von der Erzeugung zum Verbrauch

Aufkommen/Verwendung 612 TWh

Stromfluss 2021* in Mrd. kWh



Quellen: Destatis, BDEW; Stand 12/2021

* vorläufig, teilweise geschätzt

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020/21: je 83,2 Mio.

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland 1990-2021 (2)

Jahr 2021: BSE 584,5 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2021 + 6,3%

BSV 565,3 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2021 + 2,7%

Beitrag Erdgas 89,0 TWh, Anteil an der BSE 15,2% bezogen auf 584,5 TWh (inkl. PSE)

Bruttostromerzeugung

TWh	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*	Δ in %	Anteile in %
Braunkohle	170,9	142,6	148,3	154,1	145,9	154,5	149,5	148,4	145,6	114,0	91,7	108,3	18,0	18,5
Steinkohle	140,8	147,1	143,1	134,1	117,0	117,7	112,2	92,9	82,6	57,5	42,8	54,3	26,7	9,3
Kernenergie	152,5	154,1	169,6	163,0	140,6	91,8	84,6	76,3	78,0	75,1	64,4	69,0	7,2	11,8
Erdgas	35,9	41,1	49,2	72,2	88,8	81,5	80,6	86,0	81,6	90,0	95,0	89,0	-8,3	15,2
Mineralöl	10,8	9,1	5,9	11,9	8,6	6,1	5,7	5,5	5,1	4,8	4,7	4,8	1,9	0,8
Erneuerbare, darunter: ⁵⁾	19,7	25,1	37,9	63,4	105,4	187,2	188,2	214,8	222,1	240,3	250,2	236,7	-5,4	40,5
- Wind onshore	k.A.	1,5	9,5	27,8	38,4	72,3	67,7	88,0	90,5	101,2	104,8	92,9	-11,4	15,9
- Wind offshore	0	0,0	0,0	0,0	0,2	8,3	12,3	17,7	19,5	24,7	27,3	24,8	-9,2	4,2
- Wasserkraft ¹⁾	19,7	21,6	24,9	19,6	21,0	19,0	20,5	20,2	17,7	19,7	18,3	19,1	4,2	3,3
- Biomasse	k.A.	0,7	1,6	11,5	29,2	44,6	45,0	45,0	44,6	44,3	45,0	45,0	-0,1	7,7
- Photovoltaik	k.A.	0,0	0,0	1,3	12,0	37,2	36,7	37,9	43,5	44,4	48,6	49,0	0,7	8,4
- Hausmüll ²⁾	k.A.	1,3	1,8	3,3	4,7	5,8	5,9	6,0	6,2	5,8	5,8	5,7	-2,2	1,0
- Geothermie	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-13,4	0,0
Sonstige, darunter:	19,3	17,7	22,6	23,9	26,5	27,3	27,3	27,5	27,3	25,4	24,8	22,4	-9,6	3,8
- Pumpspeicher (PSE) ³⁾	k.A.	5,5	4,5	6,8	6,4	5,9	5,6	6,0	6,7	5,9	6,6	5,5	-16,8	0,9
- Hausmüll ²⁾	k.A.	1,3	1,8	3,3	4,7	5,8	5,9	6,0	6,2	5,8	5,8	5,7	-2,1	1,0
- Industrieabfall	0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,3	1,4	1,3	0,9	0,9	0,9	0,9	-0,1	0,2
Umwandlungsausstoß (Bruttostromerzeugung inkl. PSE) ⁷⁾	549,9	536,8	576,6	622,5	632,7	646,1	648,2	651,4	640,2	607,0	573,6	584,5	1,9	100,0
Bruttostromerzeugung (ohne PSE) ⁸⁾	549,9	531,4	572,0	615,7	626,3	640,1	642,7	645,4	633,5	601,1	567,1	579,1		
Anteil EE an der Bruttostromerzeugung (ohne PSE) [%]	3,6	4,7	6,6	10,3	16,8	29,2	29,3	33,3	35,1	40,0	44,1	40,9		
Stromimport ⁴⁾	31,9	39,7	45,1	56,9	43,0	37,0	28,3	27,8	31,7	40,1	48,0	52,4		
Stromexport ⁴⁾	31,1	34,9	42,1	61,4	57,9	85,3	78,9	80,3	80,5	72,8	66,9	71,6		
Stromimportsaldo	0,8	4,8	3,1	-4,6	-15,0	-48,3	-50,5	-52,5	-48,7	-32,7	-18,9	-19,2		
Bruttostromverbrauch (ohne PSE) ⁸⁾	550,7	536,2	575,1	611,2	611,3	591,9	592,1	593,0	584,8	568,4	548,2	559,8		
nachrichtlich														
Bruttostromverbrauch (inkl. PSE) ⁸⁾	550,7	541,6	579,6	618,0	617,7	597,8	597,7	599,0	591,4	574,4	554,8	565,3		
Anteil EE am Bruttostromverbrauch (inkl. PSE) [%]	3,6	4,6	6,5	10,3	17,1	31,3	31,5	35,9	37,5	41,8	45,1	41,9		
Prozentuale Veränderung	X	+ 2,0	+ 4,0	+ 0,5	+ 5,9	+ 1,0	- 0,0	+ 0,2	- 1,3	- 2,9	- 3,4	+ 1,9		
Pumparbeit (Speicherzufuhr u. Eigenverbrauch)	5,0	5,9	6,0	9,5	8,6	8,1	7,5	8,3	8,3	8,1	8,8	7,5		
Pumpstromerzeugung (PSE)	k.A.	5,5	4,5	6,8	6,4	5,9	5,6	6,0	6,7	5,9	6,6	5,5		
Eigenverbrauch der Pumpspeicher		-0,4	-1,5	-2,7	-2,2	-2,1	-1,9	-2,2	-1,7	-2,1	-2,2	-2,0		

1) Lauf- und Speicherwasser inkl. Natürlicher Zufluss aus PS

2) aufgeteilt in reg. und nicht-reg. Anteil (50 % : 50 %)

3) ohne Erzeugung aus natürlicher Zufluss

4) ab 2003 Stromaußenhandel lt. Daten des Statistischen Bundesamtes

5) ab 2003 alle Angaben zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lt. Daten und Berechnungen der AGEESTat.

6) Bruttostromerzeugung nach Eurostat Energiebilanz und Energiebilanz Deutschland, sofern bei der Energiebilanz Deutschland die PSE aus dem Umwandlungsausstoß (Zeile 39) herausgerechnet wird bzw. PS als Speicher betrachtet werden.

7) Umwandlungsausstoß elektrischer Strom nach der Energiebilanz Deutschland (Zeile 39, Spalte elektrischer Strom); entspricht der Bruttostromerzeugung sofern PS als Kraftwerke eingestuft werden, wie dies bisher in der Energiebilanz Deutschland der Fall ist.

8) Bislang als Bezugsgröße zur Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien verwendete Bezugsgröße, enthält Doppelzählungen, weil sowohl die PSE als auch der Speichersaldo/-verbrauch in dieser Größe zusätzlich enthalten sind.

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland 1990-2021 (3)

Jahr 2021: BSE-Gesamt 588,1 TWh (Mrd. kWh) mit PSE; Veränderung 1990/2021 + 6,9%

Ø 7.069 kWh/Kopf

Beitrag Erdgas 89,7 TWh, Anteil an der BSE 15,2%

Tabelle 12



Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2021 nach Energieträgern

	1990	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2020/ 2021	1990/ 2021
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						jahresdurch. Veränderungsrate in %		
Braunkohle	170,9	149,5	148,4	145,6	114,0	91,7	110,3	20,2	-1,4
Steinkohle	140,8	112,2	92,9	82,6	57,5	42,8	54,7	27,7	-3,0
Kernenergie	152,5	84,6	76,3	76,0	75,1	64,4	69,1	7,4	-2,5
Erdgas	35,9	80,6	86,0	81,6	90,0	94,7	89,7	-5,3	3,0
Mineralöl	10,8	5,7	5,5	5,1	4,8	4,7	4,7	0,4	-2,6
Erneuerbare	19,7	189,7	216,3	222,4	241,2	251,1	233,6	-7,0	8,3
Sonstige	19,3	27,3	27,5	27,3	25,4	24,8	26,0	4,8	1,0
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	649,7	652,9	640,5	607,9	574,2	588,1	2,4	0,2
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	28,3	27,8	31,7	40,1	48,0	50,6	5,2	1,5
Stromflüsse in das Ausland	31,1	78,9	80,3	80,5	72,8	66,9	69,9	4,4	2,6
Stromaustauschsaldo Ausland	0,8	-50,5	-52,5	-48,7	-32,7	-18,9	-19,3	-	-
Bruttostromverbrauch	550,7	599,1	600,5	591,8	575,2	555,3	568,8	2,4	0,1
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	0,0	0,2	-1,4	-2,8	-3,5	2,4		

	1990	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2020/ 2021	1990/ 2021
	Struktur der Bruttostromerzeugung in %								
Braunkohle	31,1	23,0	22,7	22,7	18,7	16,0	18,8		
Steinkohle	27,7	17,3	14,2	12,9	9,5	7,5	9,3		
Kernenergie	25,6	13,0	11,7	11,9	12,3	11,2	11,8		
Erdgas	6,5	12,4	13,2	12,7	14,8	16,5	15,2		
Mineralöl	2,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
Erneuerbare Energien	3,6	29,2	33,1	34,7	39,7	43,7	39,7		
Sonstige	3,5	4,2	4,2	4,3	4,2	4,3	4,4		
Bruttostromerzeugung	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., AG Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt, AGEE-Stat (für erneuerbare Energien)

* Daten 2021 vorläufig, Stand 03/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Quelle: AGEB – Energieverbrauch in Deutschland, Jahresbericht 2021, 03/2022

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland 2018-2021 (4)

Jahr 2021:

BSE-Gesamt 588,1 TWh (Mrd. kWh) mit PSE; Veränderung zum VJ + 2,4%; Ø 7.069 kWh/Kopf
 BSV-Gesamt 568,8 TWh, Veränderung zum VJ + 2,4%

Tabelle 13



Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2018 bis 2021

	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	Veränderungen 2020/2021
	Mrd. kWh				Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	640,5	607,9	574,2	588,1	2,4
Kraftwerkseigenverbrauch	-31,0	-31,1	-27,7	-31,7	14,5
Nettostromerzeugung	609,5	576,8	546,6	556,5	1,8
Stromflüsse aus dem Ausland	31,7	40,1	48,0	50,6	5,2
Stromflüsse in das Ausland	80,5	72,8	66,9	69,9	4,4
Nettostromaufkommen für Inland	560,8	544,1	527,7	537,2	1,8
Pumparbeit	8,3	8,1	8,8	7,0	-19,7
Netzverluste und Nichterfasstes	26,8	27,5	26,9	26,7	-0,9
Nettostromverbrauch	525,6	508,6	492,0	503,4	2,3
davon:					
Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	226,1	218,4	206,7	211,8	2,5
Haushalte	126,6	125,7	128,0	130,8	2,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	149,0	141,8	135,2	137,1	1,5
Verkehr	11,7	11,6	11,5	12,4	7,2
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	12,3	11,0	10,6	11,3	7,1
Bruttoinlandsstromverbrauch	591,8	575,2	555,3	568,8	2,4

1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

* Daten 2021 vorläufig, Stand 03/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

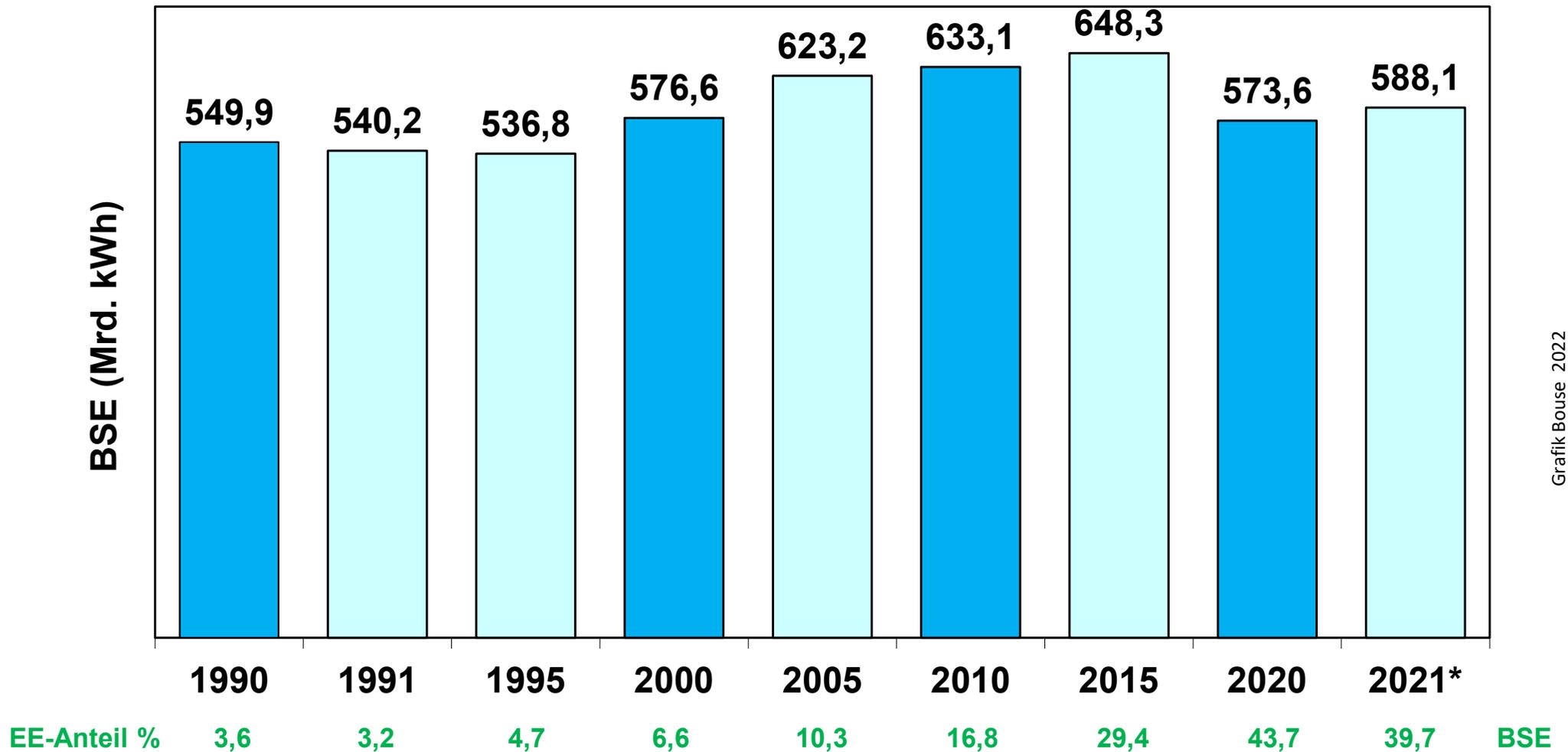
Quelle: AGEB – Energieverbrauch in Deutschland, Jahresbericht 2021, 03/2022

Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) mit Beitrag erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2021 (1)

Jahr 2021: BSE-Gesamt 588,1 TWh (Mrd. kWh) mit PSE; Veränderung 1990/2020 + 6,3%

Ø 7.069 kWh/Kopf

Beitrag Erdgas 89,7 TWh, Anteil 15,2%



Grafik Bouse 2022

* Daten 2021 vorläufig, Stand 3/2022 Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) 2020/21 = 83,2 Mio.

Nachrichtlich Jahr 2021: BSE-EE 2020 = 236,7 TWh (EE-Anteil am BSV 41,9%)

Pumpstromerzeugung Jahr 2021: 5,5 TWh

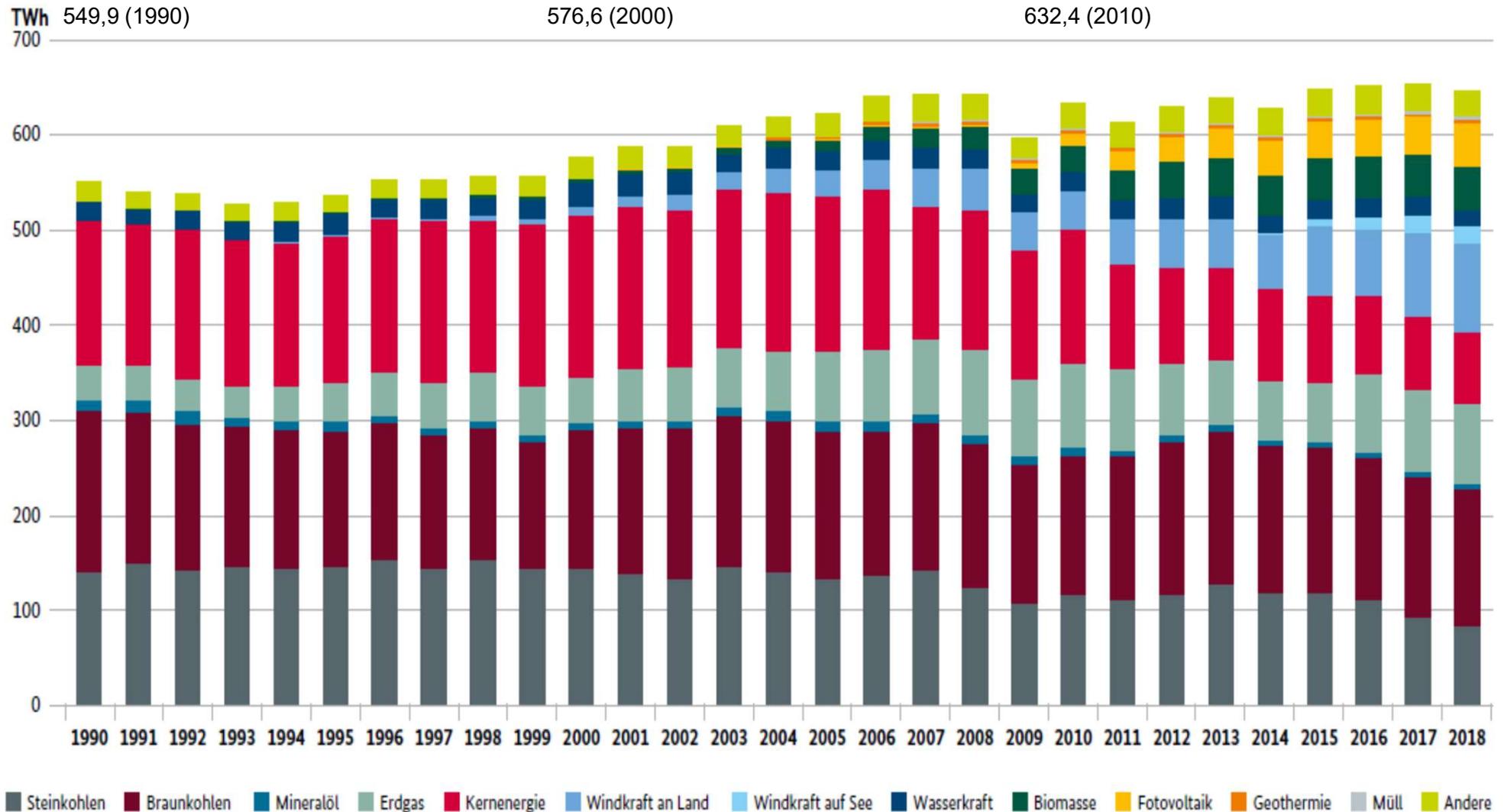
1) EE-Anteile sind bezogen auf BSE ohne PSE (Pumpspeicher)

Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern in Deutschland 1990-2021 (2)

Jahr 2021: BSE-Gesamt 588,1 TWh (Mrd. kWh) mit PSE; Veränderung 1990/2020 + 6,3%

Ø 7.069 kWh/Kopf

Beitrag Erdgas 89,7 TWh, Anteil 15,2%



* Daten 2018 vorläufig, Stand 12/2020

Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) 2020 = 83,2 Mio.

1) BSE mit Pumpstromerzeugung (PSE)

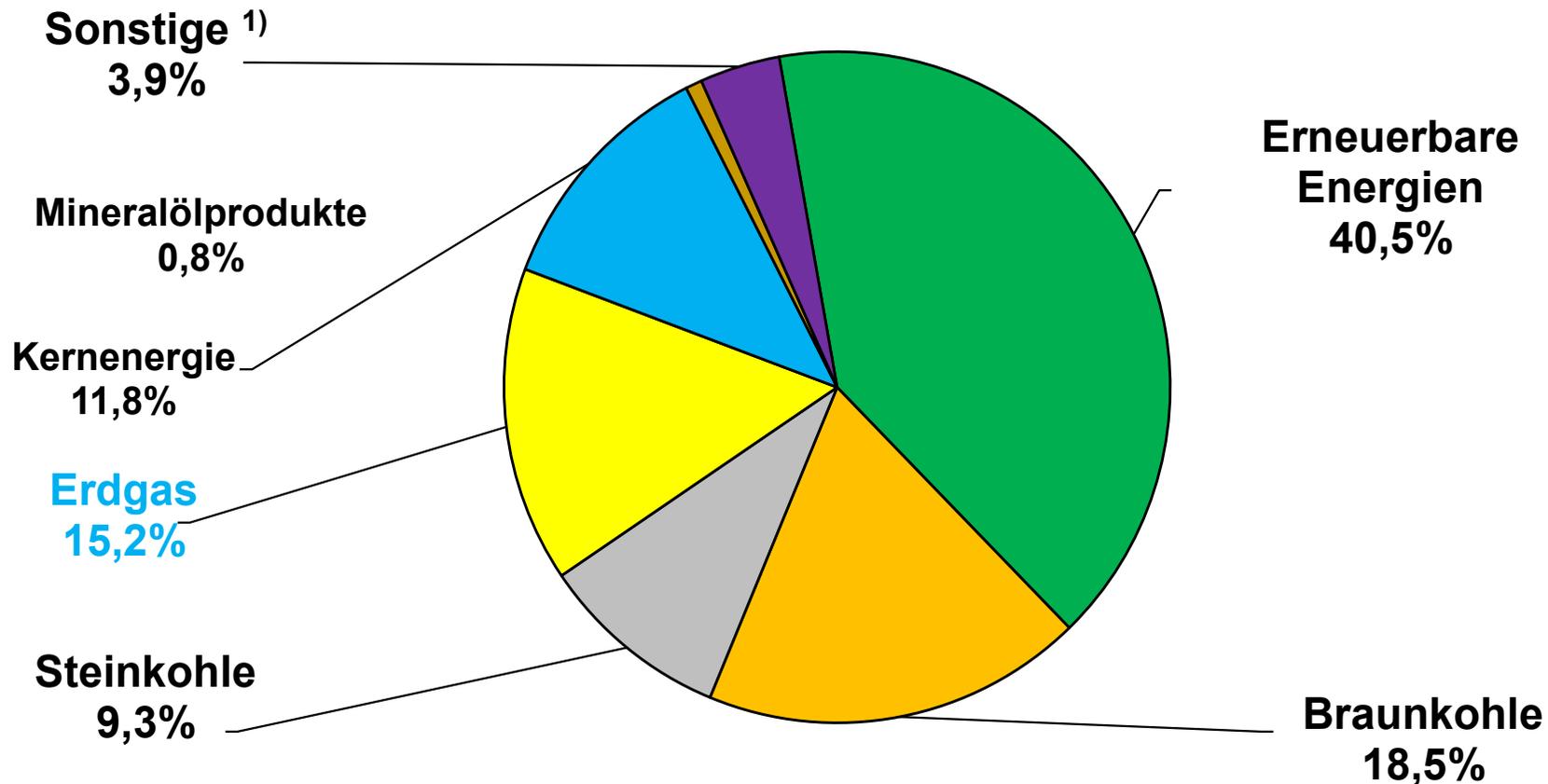
Quellen: AGEB aus BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik /Tab. 22, 8/2020, AGEB - BSE in Deutschland 1990-2020, 12/2020 und Energieverbrauch 2019, 3/2020; Stat. BA 2/2021

Brutto-Stromerzeugung (BSE) mit PSE nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Deutschland 2021 (3)

Jahr 2021: BSE-Gesamt 588,1 TWh (Mrd. kWh) mit PSE; Veränderung 1990/2020 + 6,3%

Ø 7.069 kWh/Kopf

Beitrag Erdgas 89,7 TWh, Anteil 15,2%



Anteil fossile Energien 43,8%, davon Kohlen 27,8%

* Daten 2020 vorläufig, Stand 12/2020 Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 83,2 Mio.

1) Sonstige (22,4 TWh): Nichtbiogene Abfälle (50%) 6,6 TWh, Pumpspeicherstrom (5,5 TWh) sowie Netzverluste, Eigenverbrauch und Abwärme (10,3 TWh)

Nachrichtlich: Bruttostromverbrauch (BSV) 565,3 TWh; EE-Anteil am BSV 41,9 Prozent

Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern ohne Stromspeicher in Deutschland 1990-2021 (4)

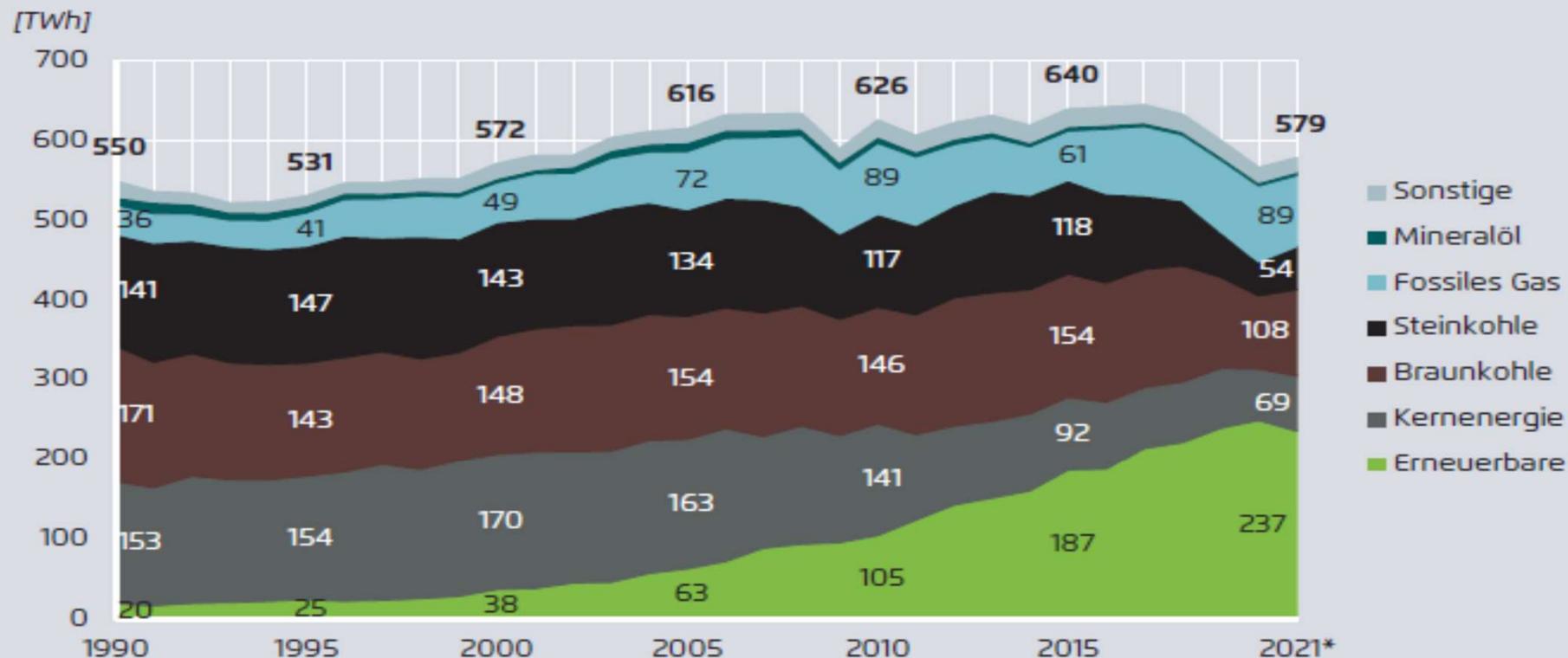
Jahr 2021: Gesamt 579,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2020 + 5,3% ¹⁾

Ø 6.960 kWh/Kopf

EE-Anteil BSE 40,9% ¹⁾

Die Kohleverstromung steigt, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien geht zurück:
Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 1990 bis 2021

Abbildung 4-3



AGEB (2021b); *vorläufige Angaben

* Daten 2021 vorläufig, Stand 1/2022

1) Achtung: Bruttostromerzeugung (BSE) ohne Pumpspeicher (PSE)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2021, 1/2022, www.agora-energiewende.de ; AGEB – Stromerzeugung 1990-2021, 12/2021

Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Deutschland 2020/21 nach BDEW (5)

Jahr 2021: BSE 582,2 TWh, BSV 561,8 TWh
Beitrag Erdgas 89,0 TWh, Anteil 15,2%

Die **Stromversorgung** 2021 war durch verschiedenste Einflussfaktoren geprägt: pandemiebedingte Einschränkungen des wirtschaftlichen und öffentlichen Lebens zu Jahresbeginn, die langanhaltende kühle Witterung bis in den Mai, konjunkturelle Aufholprozesse im 2. und 3. Quartal bis hin zu den deutlichen Preisanstiegen an den Energiemärkten und im CO₂-Emissionszertifikatehandel im 2. Halbjahr 2021. Der Stromverbrauch (Bruttoinlandsstromverbrauch) nahm um 2,9 % auf nunmehr 561,8 Mrd. kWh zu. Dementsprechend verzeichnete auch die Stromerzeugung (Bruttostromerzeugung) ein Plus von 2,7 %. Gleichzeitig sank der Stromexport-Überschuss Deutschlands leicht um 0,6 Mrd. kWh auf 20,4 Mrd. kWh.

Trotz des Rückgangs in der Erzeugung bleibt die Windenergie mit einer **Stromerzeugung** von insgesamt 117,3 Mrd. kWh mit Abstand der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix. Die geringere Stromerzeugung aus Windenergie und der gleichzeitig gestiegene Strombedarf führten dazu, dass 2021 mehr Strom aus nicht-erneuerbaren Energieträgern produziert wurde. So lieferten die Braun- und Steinkohlekraftwerke nach ersten Zahlen in Summe 20,8 % mehr Strom als im Vorjahr. Aus Kernenergie wurde 7,2 % mehr Strom erzeugt. Gaskraftwerke hingegen produzierten voraussichtlich 5,9 % weniger Strom. Die Stromerzeugung der Photovoltaikanlagen konnte dagegen 2021 weiter zulegen und hatte einen Anteil von 8,8 % an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland.

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland	2020	2021*	Änderung in %
	Mrd. kWh		
Kernenergie	64,4	69,0	+7,2
Braunkohle	91,7	108,3	+18,0
Steinkohle	42,8	54,3	+26,7
Erdgas	94,6	89,0	-5,9
Mineralöl	4,7	4,8	+1,9
Erneuerbare Energien gesamt:	249,7	238,0	-4,7
Wasser	18,7	19,7	+5,4
Wind onshore	104,5	92,0	-12,0
Wind offshore	27,3	25,3	-7,3
Photovoltaik	48,8	51,2	+4,9
Biomasse	44,3	43,9	-1,0
Siedlungsabfälle (50%)	5,8	5,7	-2,2
Geothermie	0,2	0,2	-9,9
Übrige konventionelle Energieträger	18,7	18,8	+0,6
Bruttoerzeugung	566,7	582,2	+2,7
Stromimport	47,6	52,2	+9,8
Stromexport	-68,6	-72,7	+6,0
Stromaustauschsaldo	-21,0	-20,4	·
Bruttoinlandsstromverbrauch	545,7	561,8	+2,9

* vorläufig, teilweise geschätzt

Quellen: Destatis, ZSW, BDEW; Stand 12/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020/21: je 83,2 Mio.

* Daten 2021 vorläufig, Stand 01/2022

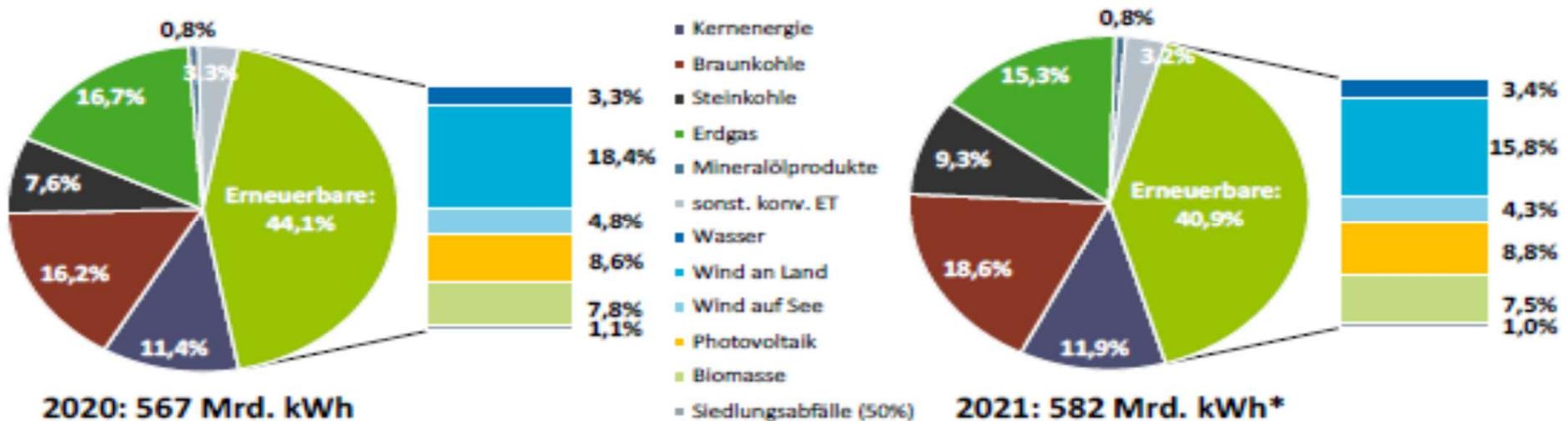
Quelle: BDEW - Energieversorgung Deutschland 2021, 1/2022 korrigiert

Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in Deutschland 2020/21 nach BDEW (6)

Jahr 2021: Gesamt 582,2 TWh (Mrd. kWh) ohne PSE; Veränderung zum VJ + 2,7% ¹⁾
Beitrag Erdgas 89,0 TWh, Anteil 15,3% ¹⁾

Der **Erzeugungsmix** veränderte sich 2021 im Vergleich zum Vorjahr. Die Witterung sorgte für ein deutlich geringeres Winddargebot, so dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Summe einen Rückgang um 4,7 % auf voraussichtlich 238,0 Mrd. kWh erfuhr. Ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung beträgt im Berichtsjahr 40,9 %. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch – dies ist für die Zielerreichung der Erneuerbaren Energien die maßgebliche Quote – beträgt nach ersten Zahlen 42,4 %.

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland Vorjahresvergleich



Quellen: BDEW-Schnellstatistikerhebung, Destatis, EEX, VGB, ZSW; Stand 12/2021

* vorläufig, teilweise geschätzt

Fossile Energien dominieren weiterhin mit 44,0% im Jahr 2021

* Daten 2021 vorläufig, Stand 01/2022

1) BSE ohne Pumpspeicher

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020/21: je 83,2 Mio.

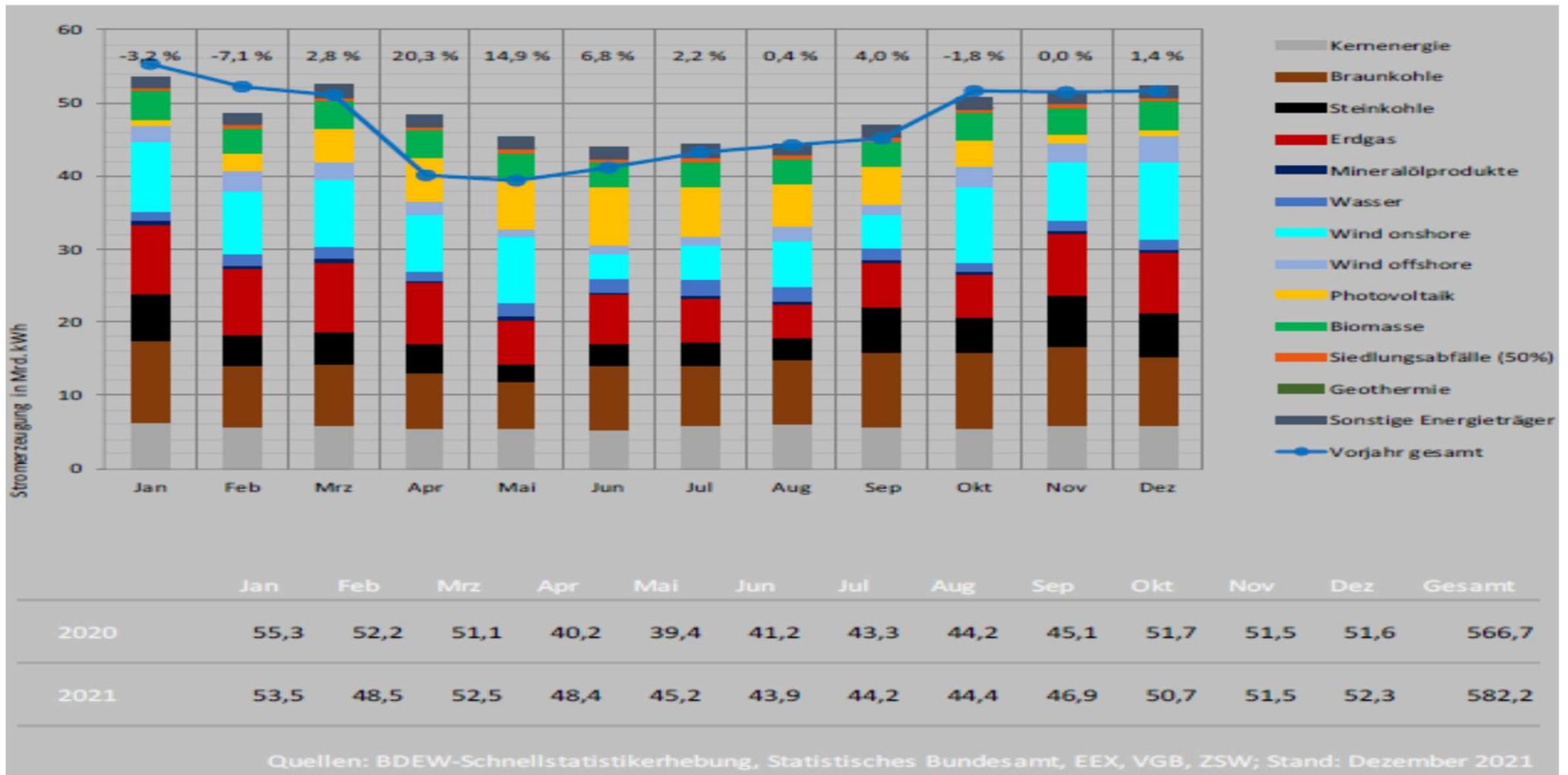
Quelle: BDEW - Energieversorgung Deutschland 2021, 1/2022 korrigiert

Monatliche Bruttostromerzeugung (BSE) in Deutschland 2020/21 (7)

Strom – Bruttoerzeugung

Januar bis Dezember 2021 - in Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)

Gesamt 582,2 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 2020/2021 + 5,9% ¹⁾
 Ø 6.998 kWh/Kopf



* Daten 2021 vorläufig, Stand 12/2021

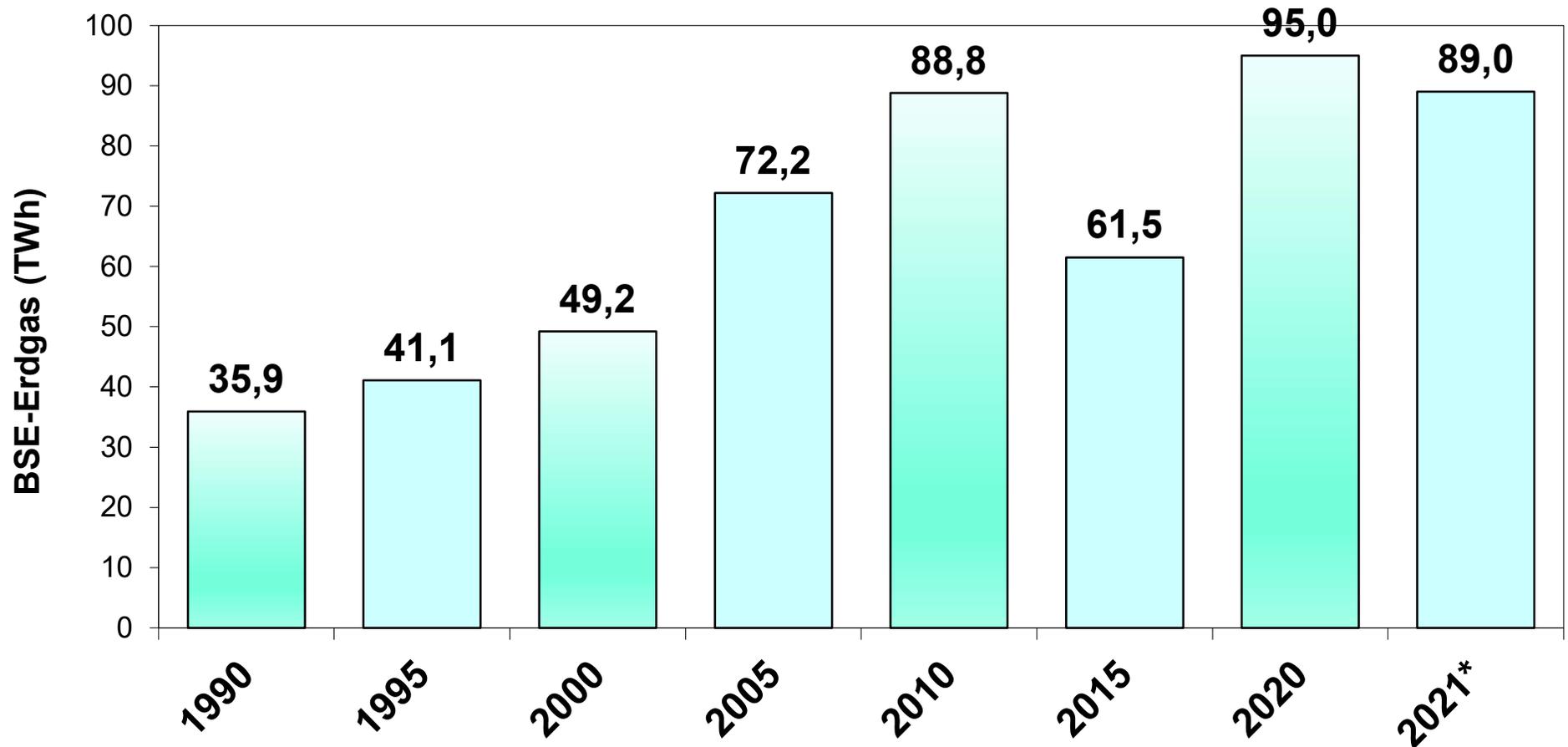
1) Ohne Pumpstromerzeugung (PSE)

Quelle: AGEB - Energieverbrauch in Deutschland 1.-4. Quartal 2021, 12/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) 2021: 83,2 Mio.

Entwicklung Bruttostromerzeugung aus Erdgas (BSE-Erdgas) in Deutschland von 1990-2021 nach AGEB-BMWI (1)

Jahr 2021: Gesamt 89,0 TWh, Veränderung 1990/2021 + 147,9%
Anteil an der BSE 15,2% von 584,5 TWh (mit Pumpspeicher)



Grafik Bouse 2022

* Daten 2021 vorläufig, Stand 1/2022

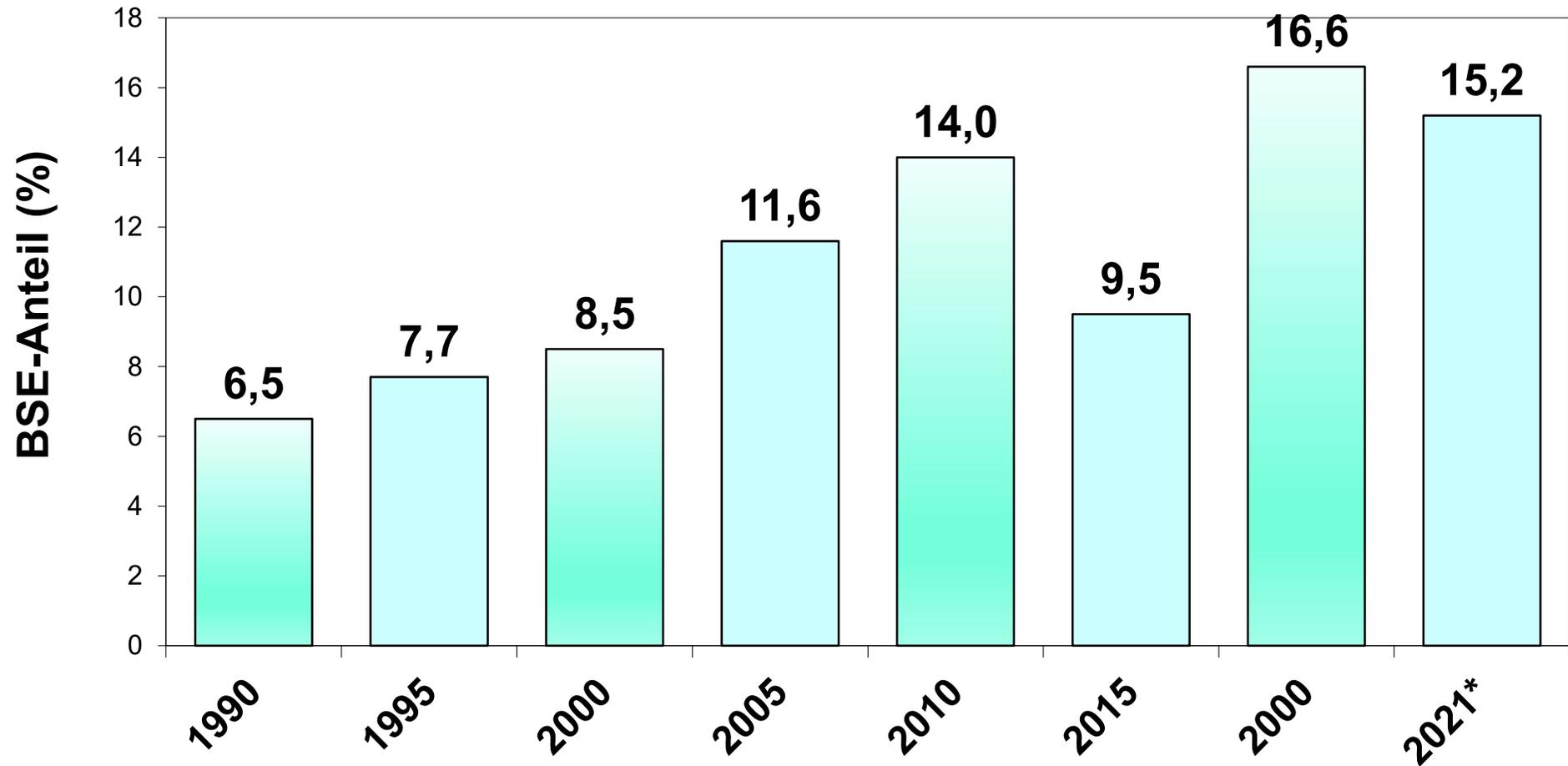
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Bruttostromerzeugung (BSE) Pumpspeicher (PSE); Bruttostromverbrauch (BSV) mit Pumpspeicher (PSE)

Quellen: AGEB 12/2021 aus BMWI – Energiedaten gesamt, Grafik, Tab. 22, 1/2022; AGEB – BSE 1990-2021, 12/2021

Entwicklung Erdgasanteil an der Bruttostromerzeugung (BSE-Erdgas) in Deutschland 1990-2021 nach AGEB-BMWI (2)

Jahr 2021: Anteil Erdgas 15,2% von 584,5 TWh (Mrd. kWh) mit PSE, Veränderung 90/21 + 133,8%
Beitrag Erdgas 89,0 TWh (Mrd. kWh)



Grafik Bouse 2022

* Daten 2021 vorläufig, Stand 1/2022

1) Bezug: Bruttostromerzeugung (BSE) Pumpspeicher (PSE); Bruttostromverbrauch (BSV) mit Pumpspeicher (PSE)
Jahr 2021: BSE 584,5 TWh; BSV 565,3 TWh

Quellen: AGEB 12/2021 aus BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 22, 1/2022; AGEB – BSE 1990-2021, 12/2021

Monatliche Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland 2021 (3)

Gesamt 89 TWh, Veränderung zum VJ – 5,9%
 Anteil an der BSE 15,2% von 584,5 TWh ¹⁾

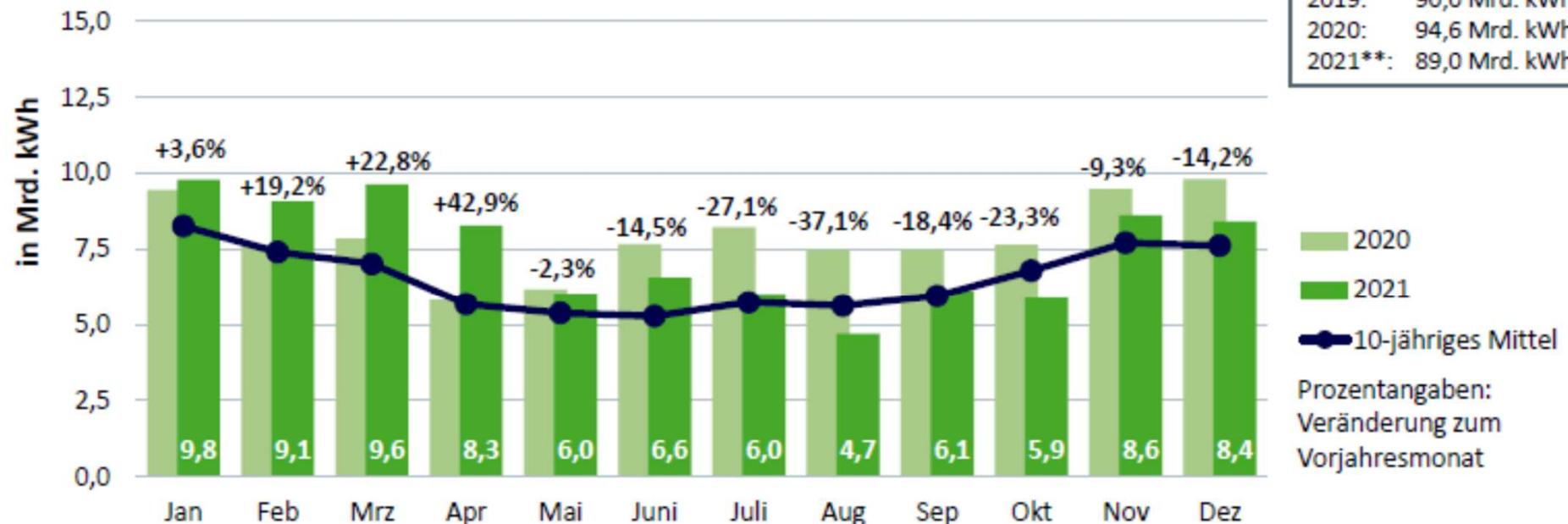
16.12.2021 Folie 13 BDEW/Florentine Kiesel



Monatliche Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland*

Bruttostromerzeugung 2021: 89 Mrd. kWh**
 (Veränderung zum Vorjahr: -5,9 %)

Jahresproduktion:	
2019:	90,0 Mrd. kWh
2020:	94,6 Mrd. kWh
2021**:	89,0 Mrd. kWh



Quellen: Destatis, Öko-Institut, BDEW; Stand 12/2021

* brutto: in Kraftwerken der Stromversorger, Eigenanlagen der Industrie sowie BHKW sonstiger Betreiber. ** vorläufig, teilweise geschätzt

* Daten 2020 vorläufig, Stand 12/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Bruttostromerzeugung (BSE) mit Pumpspeicher (PSE); Bruttostromverbrauch (BSV) mit Pumpspeicher (PSE)

Quellen: AGE B-BDEW – Gaswirtschaft in Deutschland 2021, AGE B-Tagung 12-2021; AGE B – BSE 1990-2021, 12/2021

Energiepreise, Erlöse und Kosten

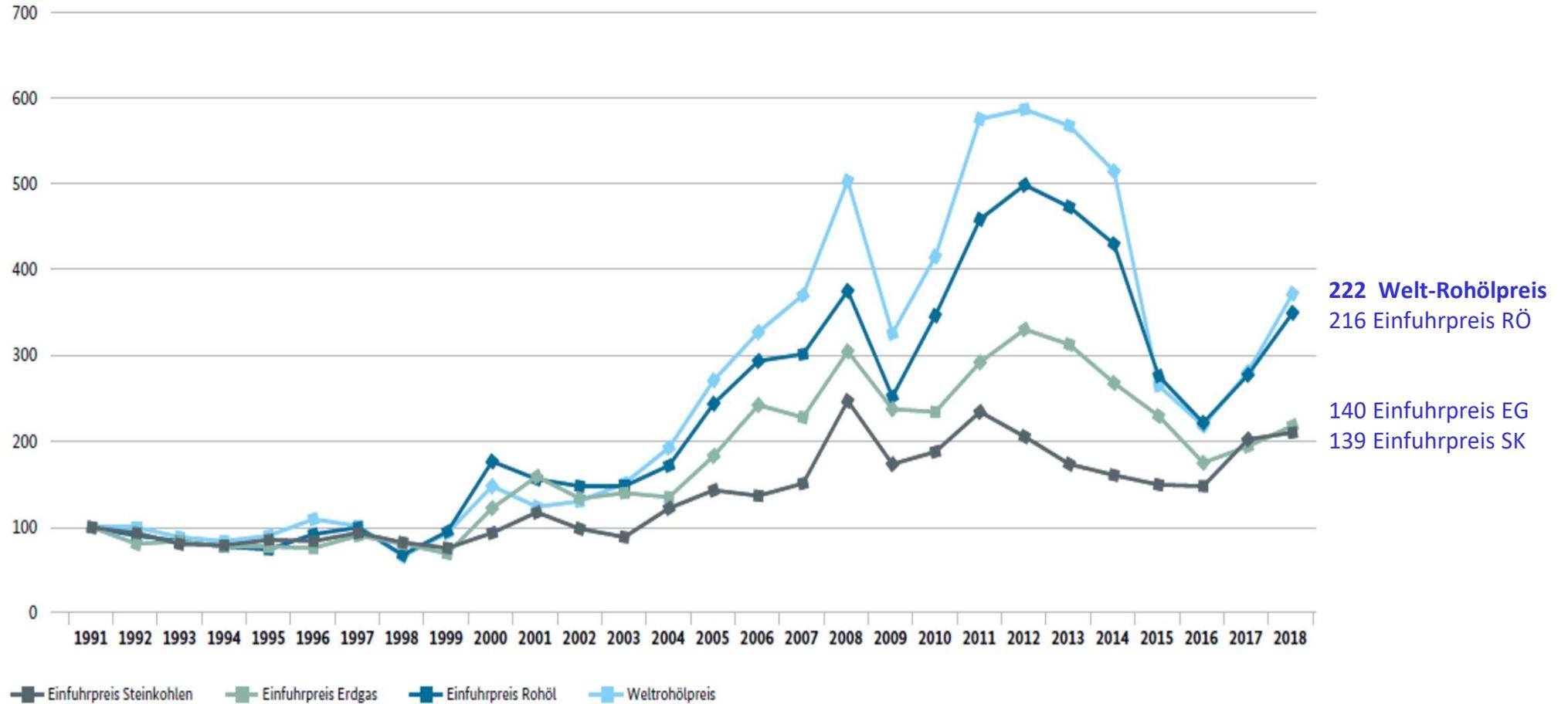
Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland 1991-2020 (1)

Jahr 2020: Welt-Rohölpreis 41,37 \$/b*

Rohöl 278,40 €/t; Erdgas 3.412 €/TJ; Steinkohlen 63,06 €/t SKE

34. Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland

Index 1991 = 100

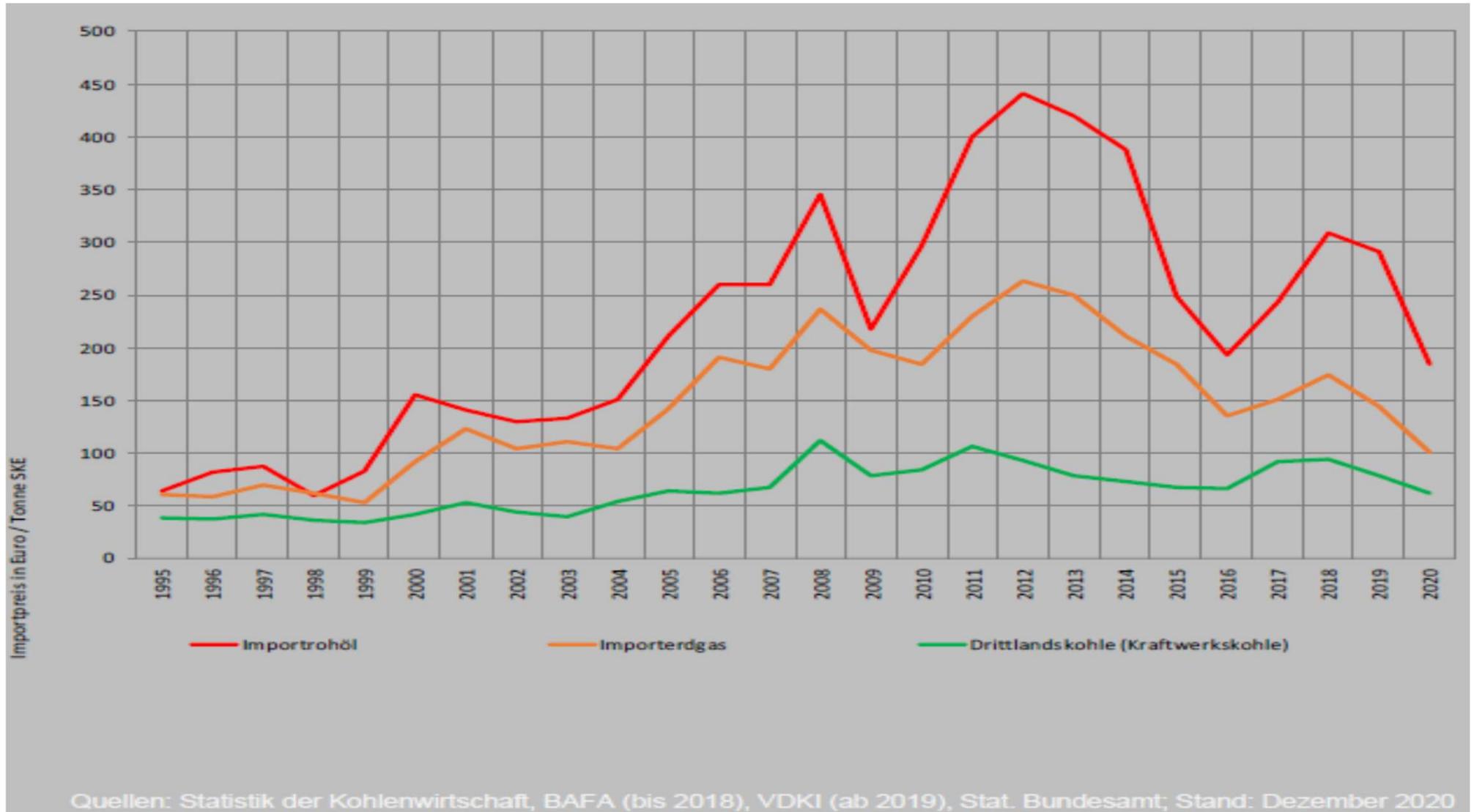


1) Berechnungsbeispiel Einfuhrindex 1991= 100 für das Jahr 2020: Erdgas 2020/1991 = 3.412,00 / 2.439 €/TG = 240

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Mineralölwirtschaftsverband (MWV) aus BMWI – Energiedaten, Tab./Grafik 26, Gesamtausgabe 1/2022

Entwicklung Jahresdurchschnitts-Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in Deutschland 1995-2020 (2)

Jahr 2020: jeweils ca. Rohöl 180 €/t SKE, Erdgas 100 €/t SKE, Steinkohle 70 €/t SKE



* Angaben vorläufig 2020, Stand 12/2020

Quellen: BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Statistisches Bundesamt, Statistik der Kohlenwirtschaft aus AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 1. – 4. Q 2020, Ausgabe 12/2020; BAFA, MWV aus BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik – Tab. 26; 6/2020

Entwicklung der Wechselkurse, Einfuhrmenge und Einfuhrpreise für Erdgas in Deutschland 1990-2020 (3)

Jahr	Ø Wechselkurs	Einfuhrmenge	Einfuhrpreise			
	US-\$/€		PJ	€/m ³	€/TJ ²⁾	Cent/m ³
1990	1,2102					0,74
1991	1,1774	2.085		2.439		0,88
1995	1,3641	2.544		1.755		0,63
2000	0,9236	2.842		2.967		1,07
2005	1,2448	3.421		4.479		1,61
2010	1,3257	3.731		5.726		2,06
2015	1,1095	4.283		5.618		2,35
2016	1,1069	4.156		4.275		1,70
2017	1,1297	4.054		4.730		1,31
2018	1,1810	4.441		5.358		1,93
2019	1,1195	5.450		4.493		1,62
2020	1,1422	4.877		3.412		1,23

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Berechnungsbeispiel 2020: $3.412 \text{ €/TJ} \times 100 \times 3,6 / 10^6 = 1,20 \text{ Ct/kWh}$;

Wechselkursbeispiel Jahr 2020: $1 \text{ €} = 1,1422 \text{ US-}\$$; $1 \text{ US-}\$ = 0,8755 \text{ €}$

1) Energieinhalt bezogen auf den oberen Heizwert (Brennwert) Ho: $1 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 10,83 \text{ kWh} = 1,33 \text{ kg SKE}$ in der Energiewirtschaft
(unterer Heizwert Hu = $0,903 \times \text{Ho} = 9,77 \text{ kWh}$)

2) Durchschnittserlöse für Einfuhrpreise frei deutscher Grenze ohne Erdgassteuer und ohne die Erwerbssteuer bei Lieferungen aus EU-Ländern bzw. Einfuhrumsatzsteuer aus Drittländern nach BAFA.

Quellen: BAFA aus BMWi – Energiedaten, Tab. 26, 1/2022; UM-BW & Stat. LA BW- Energiebericht 2020, Tab. 41, 10/2020

BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 1/2021

Entwicklung Grenzübergangspreis für Erdgas in Deutschland jeweils 1. Monat im Quartal 2009-2020 (4)

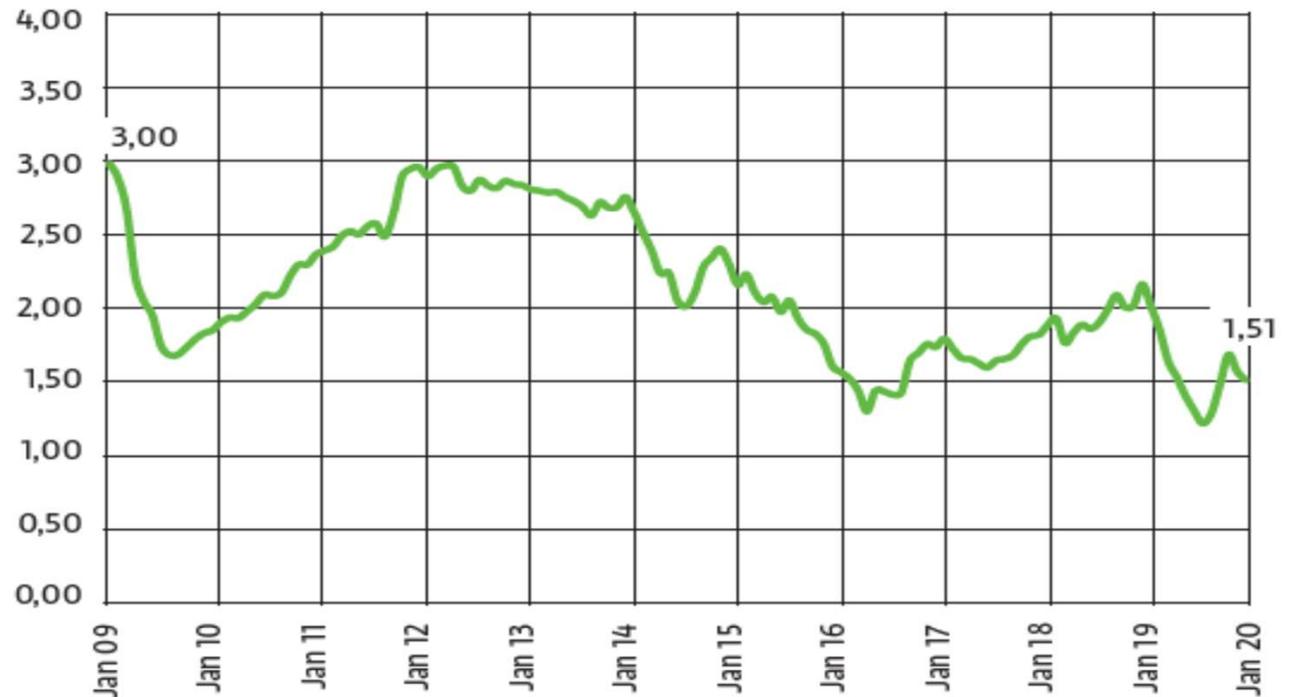
1. Januar 2020: 1,51 Ct/kWh Ho

BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas – jeweils 1. Monat im Quartal in Cent pro kWh

Der statistische Durchschnittspreis aller Importe von Gasversorgern nach Deutschland erreichte Ende 2008 einen Höchststand. Von 2012 bis 2016 sank er kontinuierlich und bewegt sich seither auf niedrigerem Niveau. Mitte 2019 erreichten die Importpreise sogar den niedrigsten Wert der vergangenen zehn Jahre.

Maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung der Preise haben Faktoren wie die weltweite Nachfrage nach Energie, vor allem in schnell wachsenden Volkswirtschaften wie China oder Indien, und die Verfügbarkeit von unkonventionellem Erdgas, insbesondere in den USA.

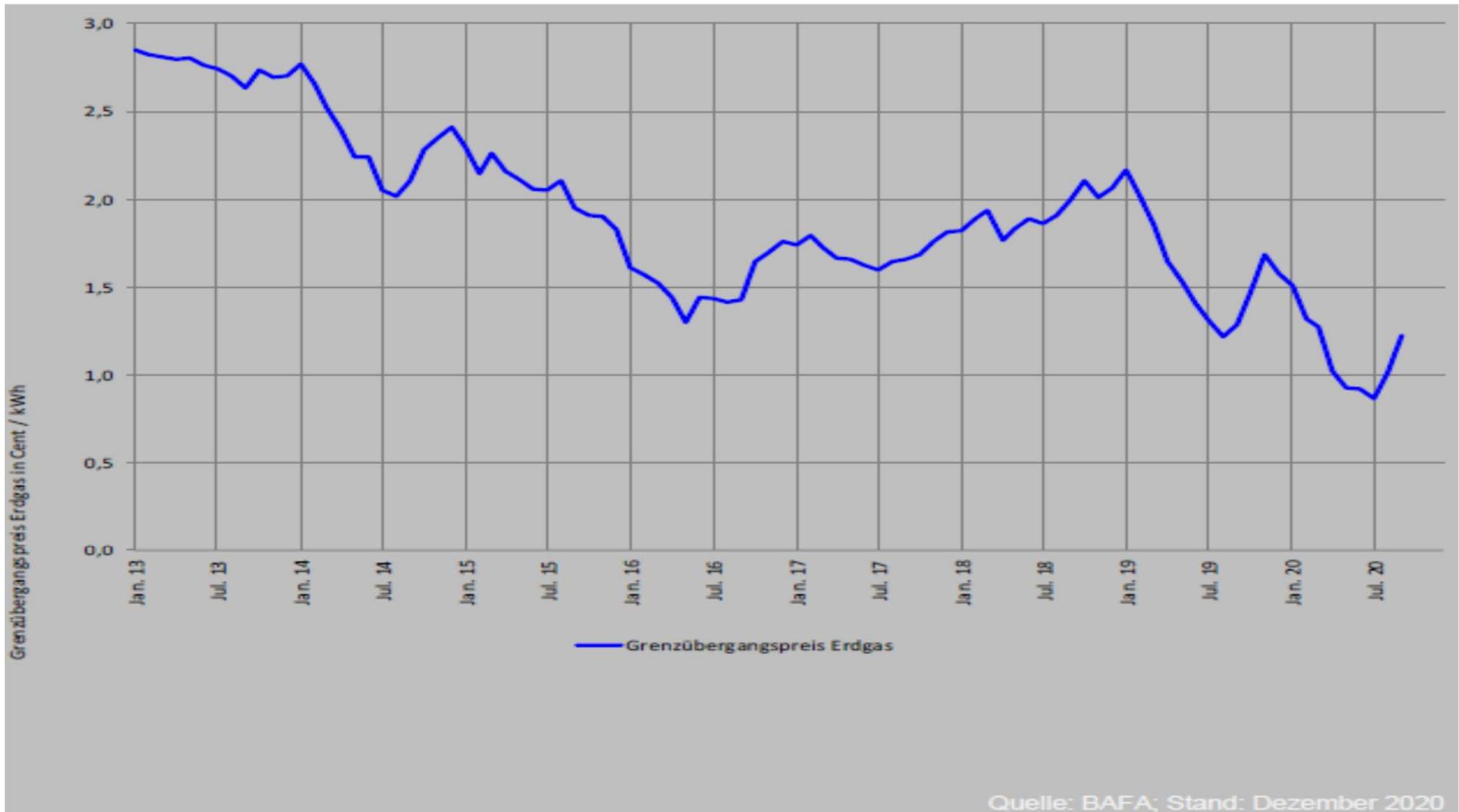
Die hier angegebenen Durchschnittswerte erlauben keinen direkten Rückschluss auf die zugrunde liegenden Verträge, die die Erdgasimporteure mit ausländischen Erdgasproduzenten abschließen. In diesen Verträgen sind unterschiedliche Laufzeiten und Konditionen festgeschrieben, sodass die tatsächlich gezahlten Importpreise zum Teil erheblich vom Durchschnittspreis abweichen können.



Grenzübergangspreise 2019 niedriger als vor zehn Jahren

Entwicklung Grenzübergangspreis Erdgas in Deutschland von jeweils Januar 1913-2020 (5)

Jahr 2020: 1,20 Cent/kWh



* Angaben vorläufig 2020, Stand 1/2021

Quellen: BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 1/2021; Statistisches Bundesamt, Statistik der Kohlenwirtschaft aus AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 1. – 4. Q 2020, Ausgabe 12/2020; BAFA, MWV aus BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik –Tab. 26; 6/2020

Entwicklung der Energiesteuersätze mit Beitrag Erdgas in Deutschland (Auszug) 1993-2020 (1)

	Ottokraftstoff		Dieselmotorkraftstoff	Heizöl, extra leicht	Flüssiggas als Kraftstoff ³⁾ (Autogas)	Erdgas als Kraftstoff ⁴⁾	Flüssiggas Wärme	Erdgas Wärme	Heizöl, schwer Wärme	Heizöl, schwer Strom	Strom
	€/1000 l	€/1000 l	€/1000 l	€/1000 l	€/100kg	€/MWh	€/100kg	€/MWh	€/t	€/t	€/MWh
01.01.1993	419,26	470,39	281,21	40,90	31,32		2,56	1,841	15,34	28,12	
01.01.1994	501,07	552,20	317,00	40,90	31,32		2,56	1,841	15,34	28,12	
31.10.1995	501,07	552,20	317,00	40,90	12,32	9,56	3,83	1,841	15,34	28,12	
01.04.1999	531,74	582,87	347,68	61,35	13,07	10,12	3,83	3,476	15,34	28,12	10,23
01.01.2000	562,42	613,55	378,36	61,35	13,83	10,69	3,83	3,476	17,89	17,89	12,70
01.01.2001	593,10	644,23	409,03	61,35	14,59	11,25	3,83	3,476	17,89	17,89	15,30
	<=50 ppm⁵⁾		<=50 ppm⁵⁾								
	€/1000 l	€/1000 l	€/1000 l	€/1000 l	€/100 kg	€/MWh	€/100 kg	€/MWh	€/t	€/t	€/MWh
01.11.2001	593,10	659,57	409,03	61,35	14,59	11,25	3,83	3,476	17,89	17,89	15,30
01.01.2002	623,80	690,30	439,70	61,35	15,34	11,80	3,83	3,476	17,89	17,89	17,90
	<=10 ppm⁶⁾		<=10 ppm⁶⁾		<=50 ppm⁷⁾						
	€/1000 l	€/1000 l	€/1000 l	€/1000 l	€/100 kg	€/MWh	€/100 kg	€/MWh	€/t	€/t	€/MWh
01.01.2003	654,50	721,00	470,40	61,35	16,10	12,40	6,06	5,50	25,00	25,00	20,50
01.01.2004	654,50	721,00	470,40	61,35	18,03	13,90	6,06	5,50	25,00	25,00	20,50
01.01.2019	654,50	721,00	470,40	61,35	22,60	13,90	6,06	5,50	25,00	25,00	20,50
01.01.2020	654,50	721,00	470,40	61,35	27,17	13,90	6,06	5,50	25,00	25,00	20,50

3) ermäßigter Steuersatz befristet bis 31.12.2018; ab 01.01.2019 ansteigend; ab 01.01.2023: 409 €/1.000 kg

4) ermäßigter Steuersatz befristet bis 31.12.2023; ab 01.01.2024 ansteigend; ab 01.01.2027: 31,80 €/MWh

5) für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 ppm gilt ein um 15,30 €/1.000 l erhöhter Steuersatz

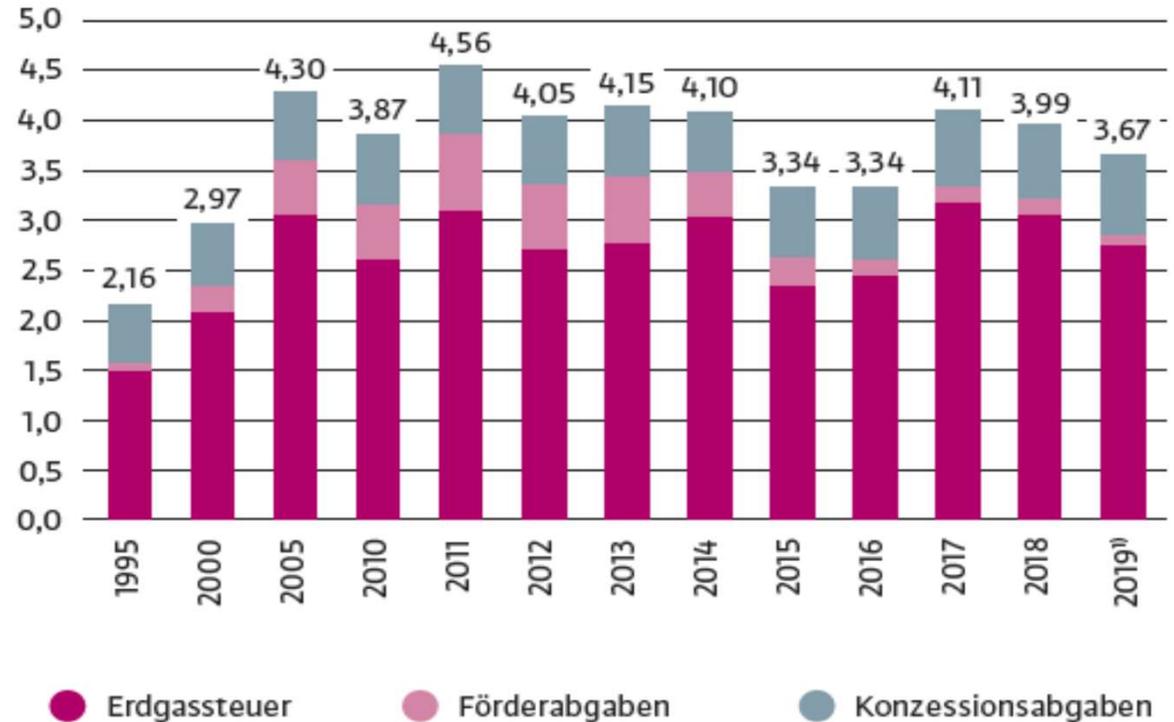
6) für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von mehr als 10 ppm gilt ein um 15,30 €/1.000 l erhöhter Steuersatz

7) für extra leichtes Heizöl mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 ppm gilt ab 01.09.2009 ein um 15,00 €/1.000 l erhöhter Steuersatz

Entwicklung STEUERN UND ABGABEN auf Erdgas in Deutschland 1995-2019 (2)

Fiskalische Belastung von Erdgas in Deutschland in Mrd. Euro

Jahr 2019: Staatliche Belastung 3,7 Mrd. Euro



Die staatlichen Einnahmen aus Steuern und Abgaben auf Erdgas nahmen seit 2000 erheblich zu und betragen in den vergangenen Jahren über vier Mrd. Euro. 2015 und 2016 sind die Einnahmen des Bundes aus der Energiesteuer auf Erdgas sowie die Förderabgabe kurzzeitig zurückgegangen, erreichten 2017 und 2018 wieder das Niveau von vier Mrd. Euro und betragen im vergangenen Jahr 3,7 Mrd. €. Die schrittweise Erhöhung der Erdgassteuer seit 1999 im Zuge der Einführung der Ökosteuer hat die staatlichen Belastungen des Energieträgers Erdgas für die Verbraucher nach und nach erhöht.

Der Erdgassteuersatz hat sich seit Anfang 1999 von 0,18 auf inzwischen 0,55 Cent pro kWh verdreifacht. Dadurch hat sich das Aufkommen aus der Erdgassteuer deutlich erhöht. Während die Einnahmen aus der Konzessionsabgabe seit längerem nur geringfügig schwanken, gehen die Erlöse aus den Förderabgaben für die Produktion von Erdgas seit 2012 aufgrund der sinkenden inländischen Gasförderung stark zurück.

Quellen: BDEW, BMF, BVEG; Stand: 05/2020

1) vorläufig

aus BDEW – Energiemarkt Deutschland, 5/2020

Zusammensetzung des Gaspreises für Haushaltskunden in Deutschland mit Stand 1. April 2020 (1)

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	3,12	49,4%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,47	23,3%
Entgelt für Messung	0,02	0,3%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	1,1%
Konzessionsabgabe	0,08	1,3%
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,7%
Umsatzsteuer	1,01	16,0%
Gesamt	6,31	100,0%

Jahresverbrauch 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh)
Durchschnittspreis 6,31 Ct/kWh ¹⁾

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Band II
Preisstand 1. April 2020, in Prozent

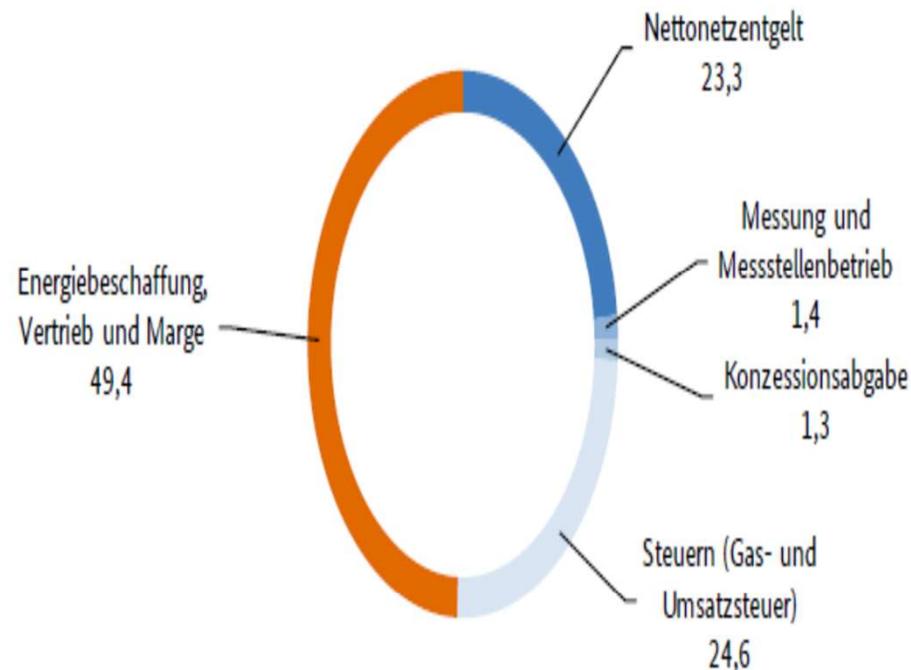


Tabelle 134: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

1) Gaspreise einschließlich MwSt. und alle Abgaben

Abbildung 216: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Entwicklung durchschnittliche Monatsrechnung für einen Einfamilienhaushalt Erdgas-Zentralheizung mit Warmwasserbereitung 2008-2020 (2)

Durchschnittliche Monatsrechnung für einen Einfamilienhaushalt in Euro Einfamilienhaus, Erdgas-Zentralheizung mit Warmwasserbereitung, Jahresverbrauch 20 000 kWh

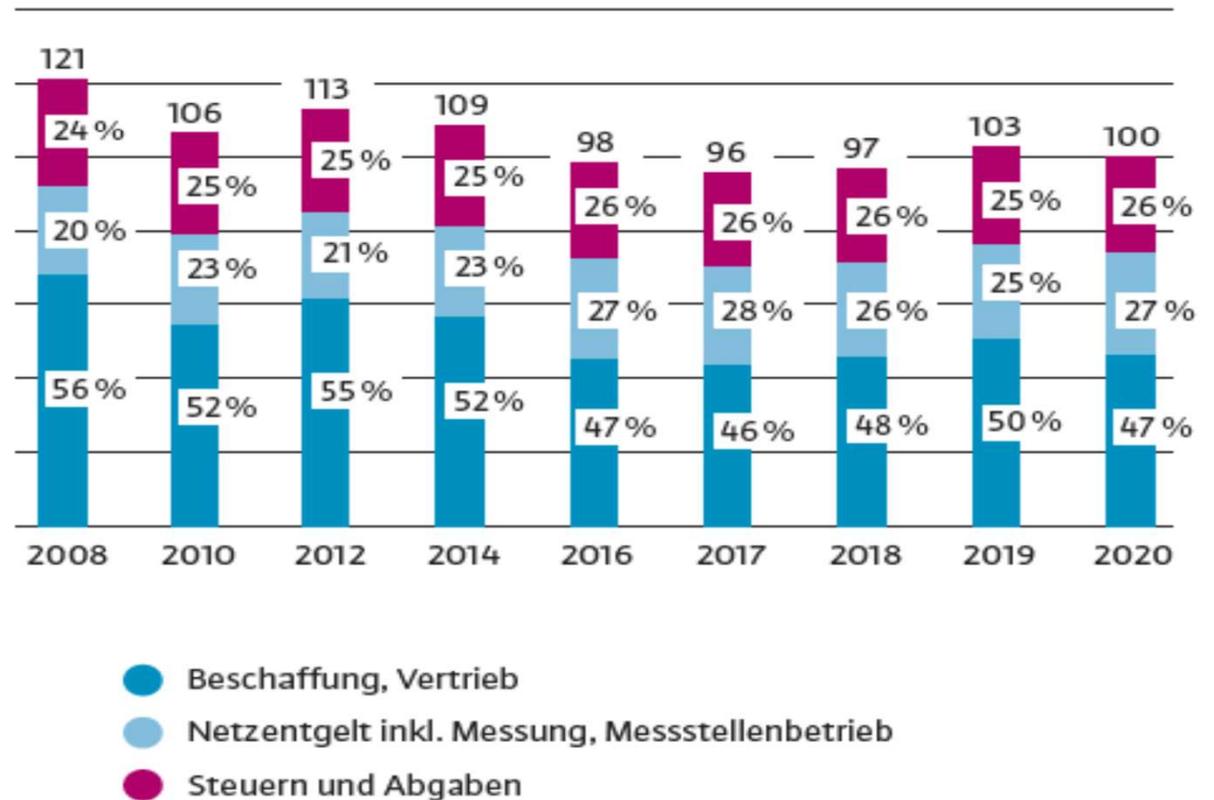
Jahr 2020: 100 €/Monat

Der Erdgaspreis für Haushalte ist im aktuellen Jahr vor allem aufgrund gesunkener Beschaffungskosten um knapp drei Prozent günstiger geworden und liegt damit um 17 Prozent niedriger als 2008. Zahlte damals ein Haushalt in einem mit Erdgas beheizten Einfamilienhaus noch über 120 Euro im Monat, sind es aktuell nur rund 100 Euro.

Dabei macht der Anteil für Erdgasbeschaffung und Vertrieb knapp die Hälfte der Rechnung aus. Die Netzentgelte und Steuern und Abgaben haben jeweils einen Anteil von gut einem Viertel des Erdgaspreises.

Maßgeblicher Bestandteil der Steuern und Abgaben ist die Mehrwertsteuer mit 16 Euro im Monat. Hinzu kommen die Erdgassteuer (0,55 Cent pro kWh) mit gut neun Euro pro Monat sowie die Konzessionsabgabe mit 50 Cent pro Monat.

Heizgaskunden sind in der Regel Sondervertragskunden, daher müssen sie lediglich die geminderte Konzessionsabgabe in Höhe von 0,03 Cent pro kWh entrichten.



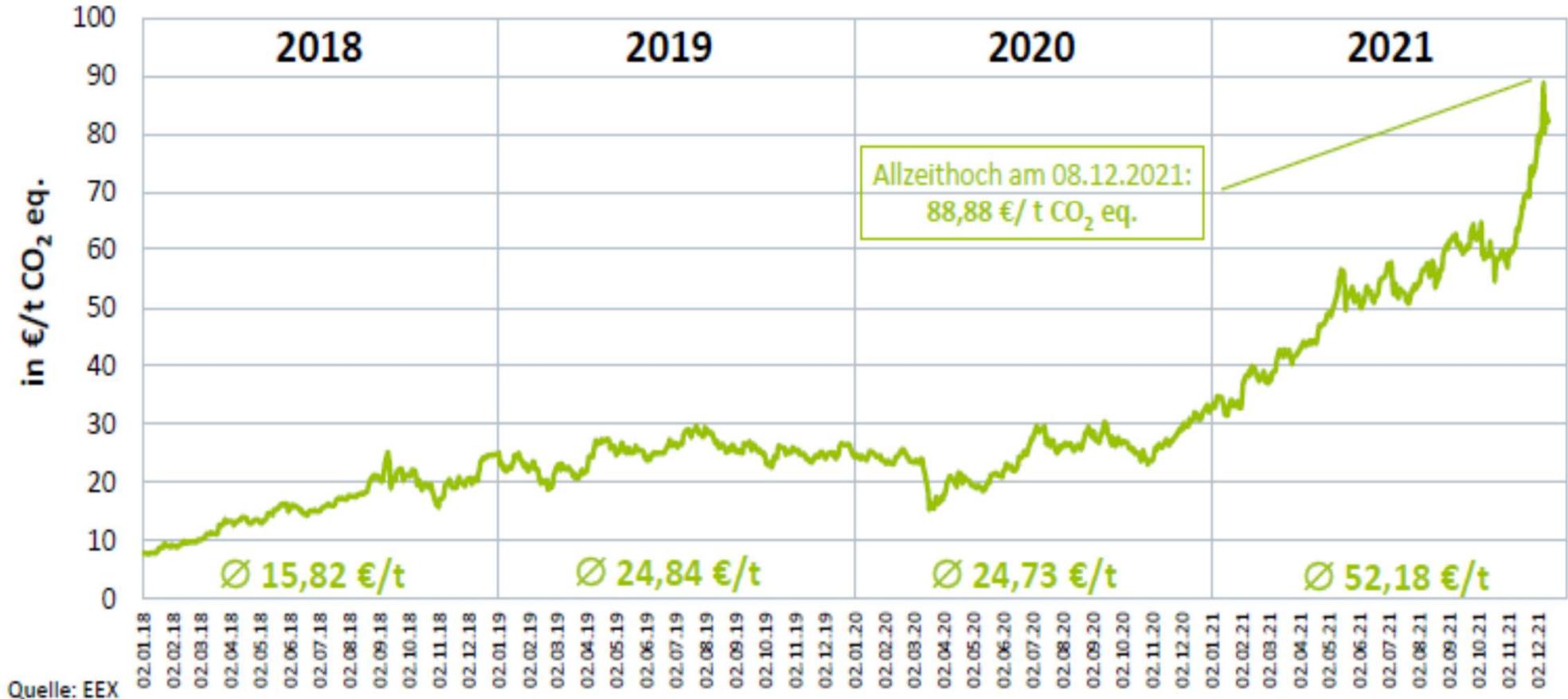
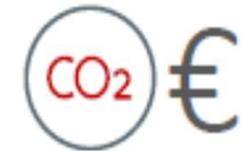
Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate in Deutschland 2018-2021

16.12.2021 Folie 23 BDEW/Michael Nickel

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate

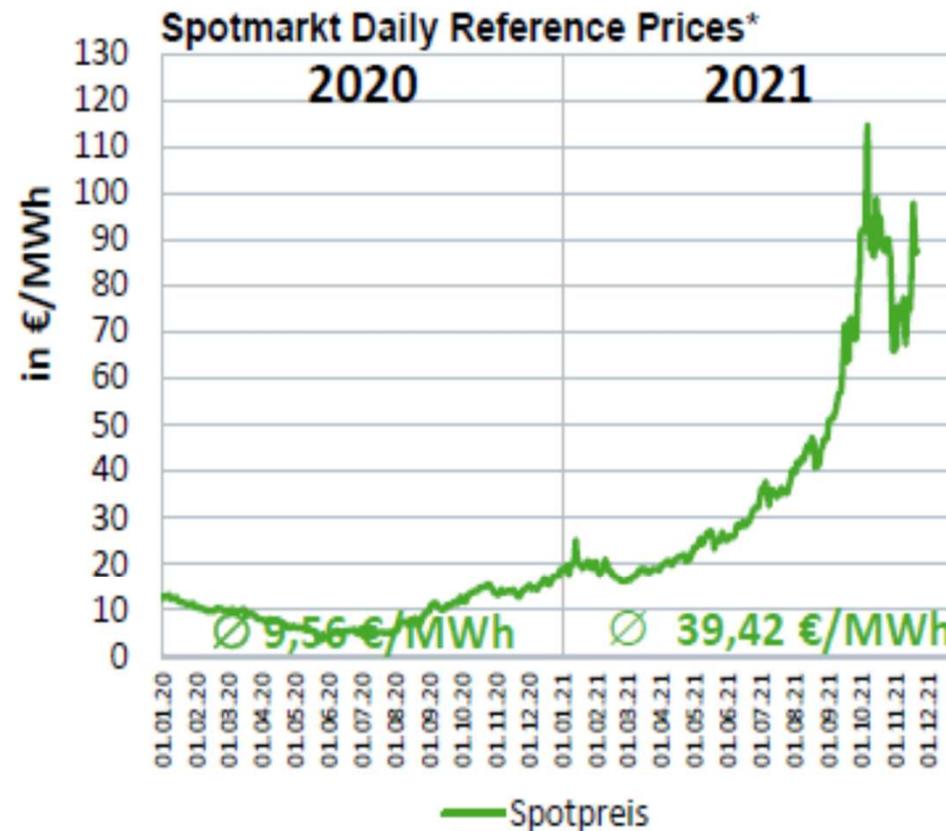
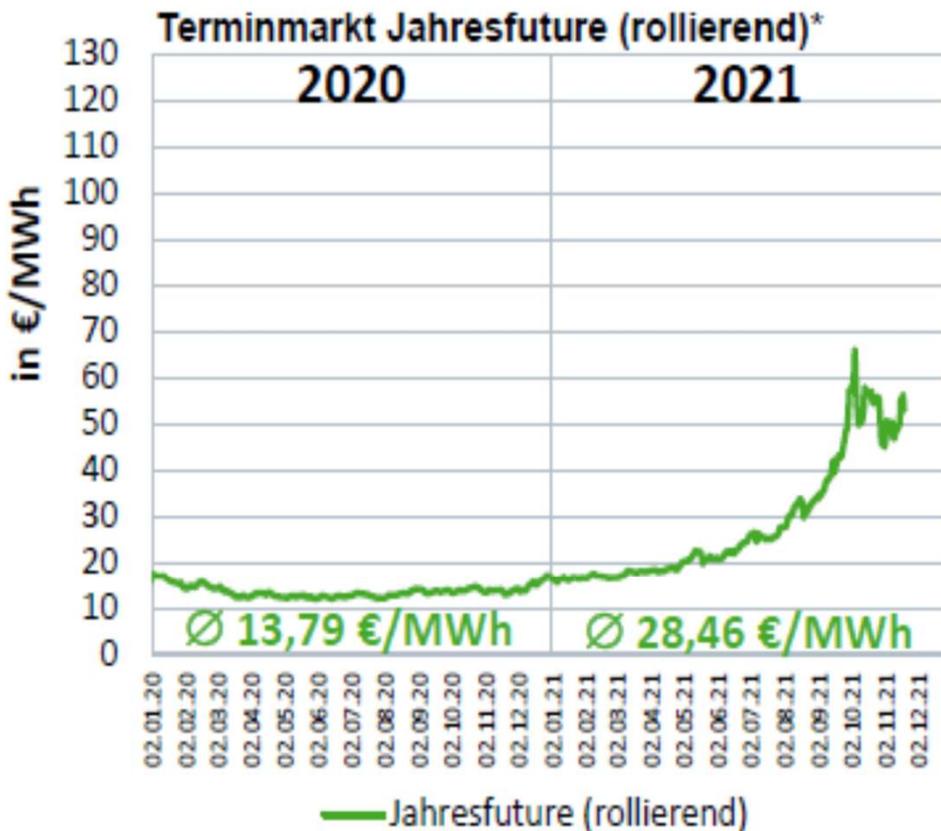
01.01.2018 – 13.12.2021



Preisentwicklung Erdgas Großhandel an der Börse in Deutschland 2020/21

Preisentwicklung Erdgas Großhandel

01.01.2020 – 19.11.2021



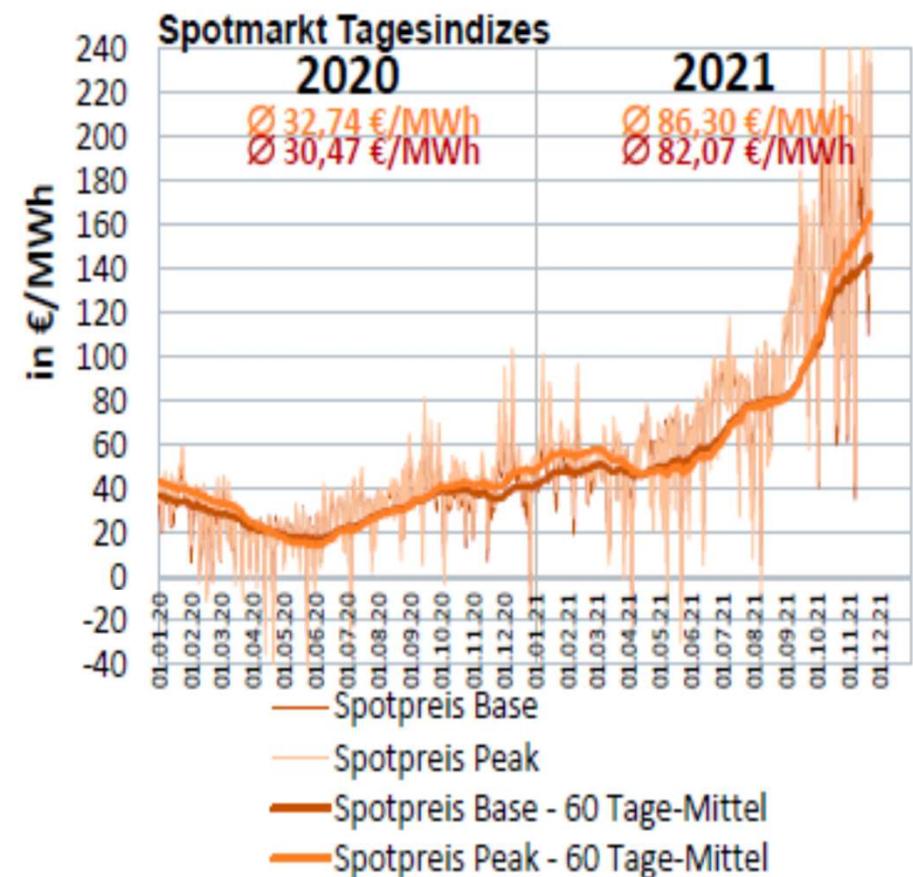
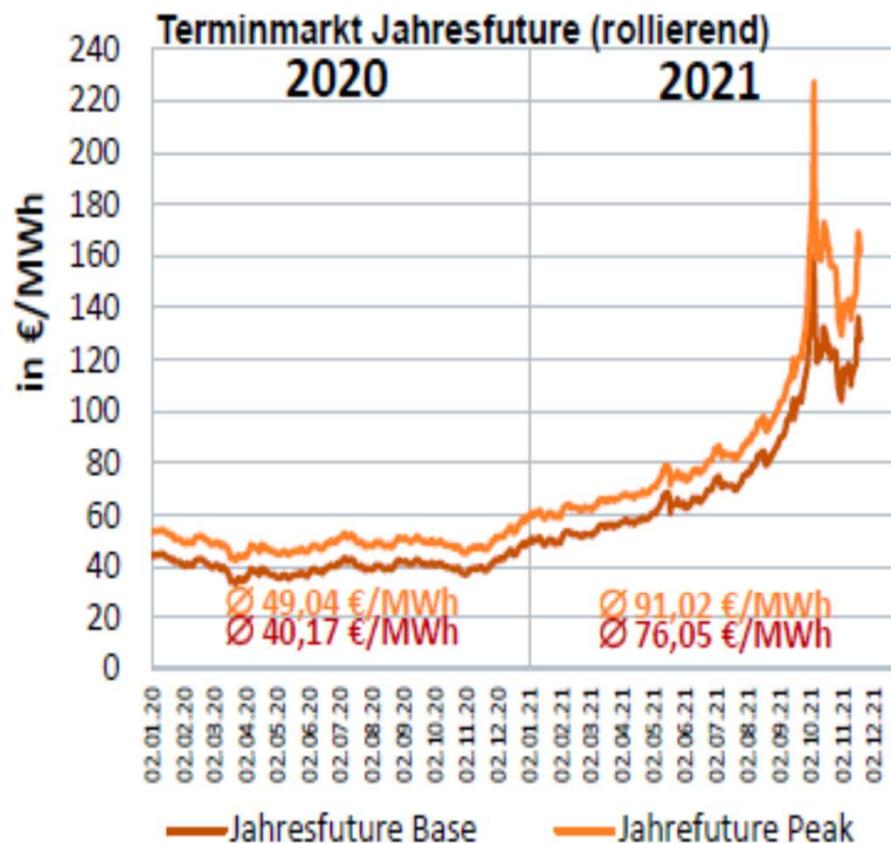
Quelle: EEX

* Mittelwerte aus Preisen der Marktgebiete von Gaspool und NCG

Preisentwicklung Strombörse in Deutschland 2020/21

Preisentwicklung Strombörse

01.01.2020 – 19.11.2021

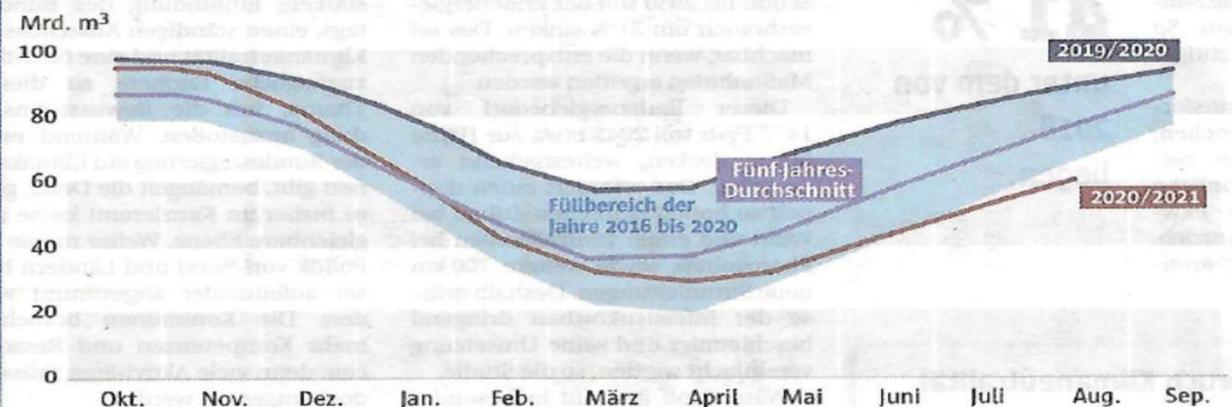


Quellen: EEX, entso-e

Gaspreise in Deutschland und Füllstand europäischer Erdgasspeicher im Jahr 2021

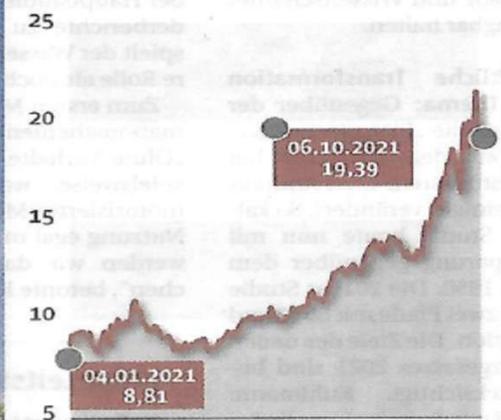
GRAFIK DER WOCHE

Füllstand europäischer Erdgasspeicher in Mrd. m³



Grafik: VDI nachrichten 41/2021 / Gudrun Schmidt. Quelle: Internationale Energieagentur/IEA/2021/Handelsblatt Gas 2021

Erdgaspreis im Lauf des Jahres 2021 in €/MWh



Entwicklung 4. Januar bis 6. Oktober 2021

Grafik: VDI nachrichten 41/2021 / Gudrun Schmidt
Quelle: www.finanzen.net

Entwicklung der Gaspreise

Ein Blick auf den Gaspreis (s. re.) zeigt für das Jahr 2021 einen rapiden Anstieg. Ein zweiter Blick auf die Füllstände der europäischen Gasspeicher (s. li.), den Jean-Baptiste Dubreuil, Senior Natural Gas Analyst bei der Internationalen Energieagentur (IEA) jüngst auf der Handelsblatt-Tagung Gas 2021 gewährte, zeigt zudem einen historischen niedrigen Füllstand. Einen Versorgungsnotstand aber

sah Sebastian Bleschke, Geschäftsführer der Initiative Erdgasspeicher (Ines), nicht. Bis Anfang November sei es möglich einen Füllstand von über 90 % zu erreichen, das entspräche dem üblichen Füllstandsniveau.

Aber schießt nicht der Haushaltsgaspreis trotzdem durch die Decke? Der Gaspreis, der bei Haushalten ankommt, bildet nicht nur den Spotmarkt ab, decken sich doch die Gas-

versorger auch mit Langfristverträgen ein. Laut Branchenverband BDEW lag der auf ein Einfamilienhaus umgerechnete Gaspreis bei 6,22 Cent/kWh (Stand Juni 2021). Und damit unter den Jahresniveaus von 2008 bis 2015. „Die nächste Aktualisierung der Gaspreisanalyse erfolgt daher im November 2021 und dann im Januar 2022 mit dem ersten ‚Snapshot‘ des neuen Jahres“, so der BDEW. swe

Energie & Wirtschaft, Energieeffizienz

Entwicklung gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990-2021

Jahr 2020/21: Energieproduktivität 260,3 / 259,3 €/GJ; Stromproduktivität 5,6 / 5,6 €/kWh

Tabelle 15



Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2021

	Einheit	1990	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
							2020 bis 2021	1990 bis 2021
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)	Verkettete Volumen- angaben, in Mrd. €	1.959,1	3.211,1	3.245,0	3.096,7	3.179,9	2,7	1,6
Bevölkerung ²⁾	Mio.	79,8	82,9	83,1	83,2	83,2	0,0	0,1
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	13.129	12.805	11.895	12.265	3,1	-0,6
Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁴⁾	Petajoule	15.051	13.408	12.951	12.078	12.366	2,4	-0,6
Bruttostromverbrauch ³⁾	Mrd. kWh	550,7	591,8	575,2	555,3	568,8	2,4	0,1
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	244,6	253,4	260,3	259,3	-0,4	2,2
Energieproduktivität (bereinigt) ⁴⁾	Euro/GJ	130,2	239,5	250,6	256,4	257,1	0,3	2,2
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	5,4	5,6	5,6	5,6	0,2	1,5

* Daten 2021 vorläufig, Stand 03/2022

2) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011

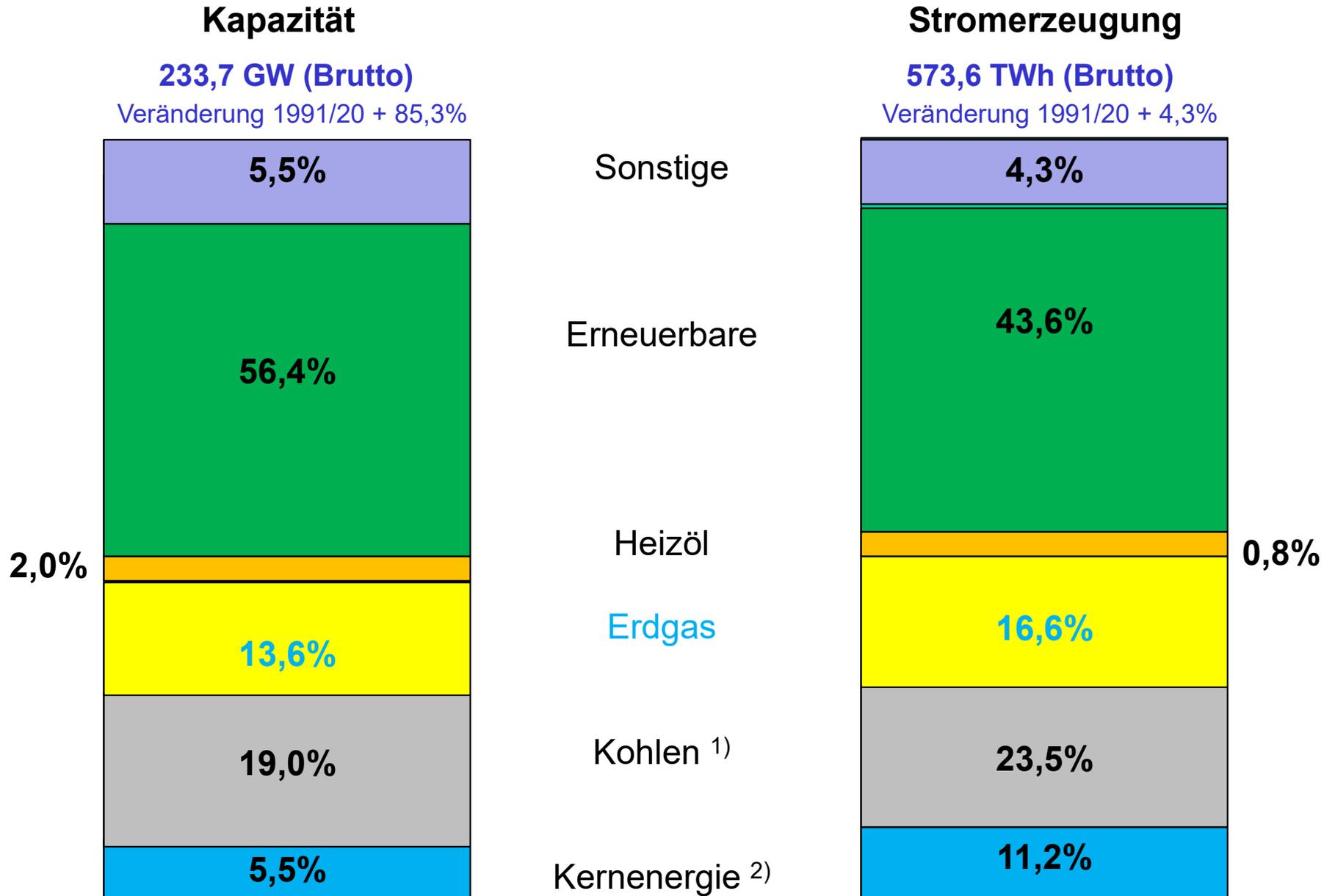
3) Inkl. Pumpstromezeugung

4) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Statistisches Bundesamt, Deutscher Wetterdienst, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
aus AGEb – Energieverbrauch in Deutschland 2021, Jahresbericht, Ausgabe 03/2022

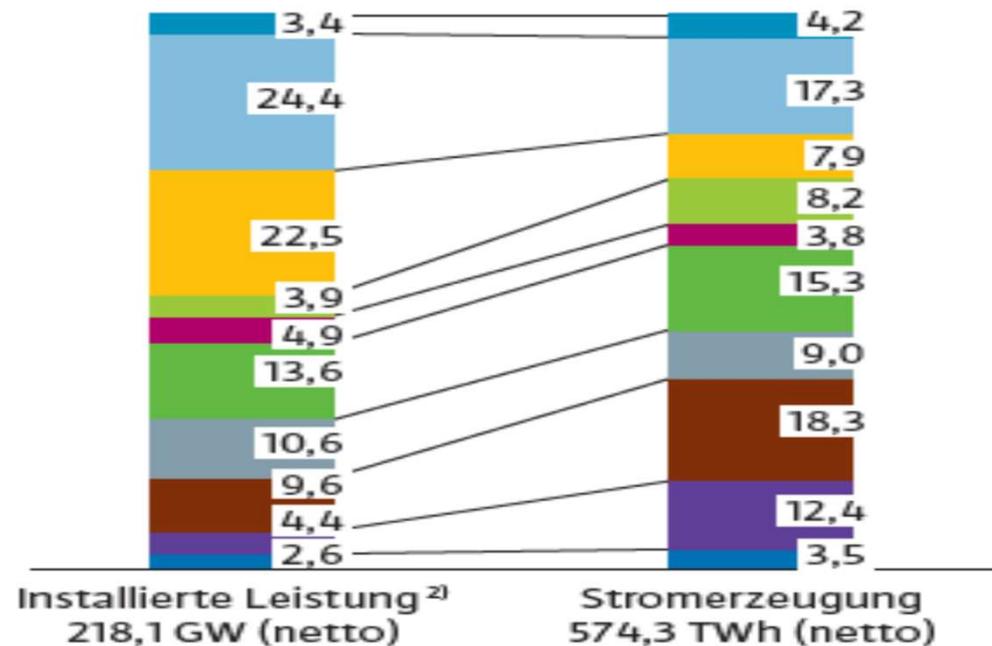
Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung mit Beitrag Erdgas in Deutschland 2020 (1)



Grafik Bouse 2022

Installierte Leistung und Erzeugung in der Elektrizitätswirtschaft mit Betrag Erdgas in Deutschland 2019 (2)

Installierte Leistung und Erzeugung der gesamten Elektrizitätswirtschaft 2019 in Prozent¹⁾



Jahresvolllaststunden:
Erdgas

$$574,3 \text{ TWh} \times 1.000 / 218,1 \text{ GW} = 2.633 \text{ h/Jahr}$$

$$90,0 \text{ TWh} \times 1.000 / 30,1 \text{ GW} = 2.990 \text{ h/Jahr}$$

1) vorläufig

2) zum 31.12.2019, ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern

Quelle: BDEW; Stand 03/2020

Jahresvolllaststunden beim Einsatz von Energieträgern mit erneuerbare Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 2017/2020 (1)

Nr.	Energieträger	Jahr 2020			Jahr 2017			Hinweise
		Brutto-Strom- erzeugung (GWh)	Installierte Leistung (MW)	J-Volllast- Stunden (h/a)	Brutto-Strom- erzeugung (GWh)	Installierte Leistung (MW)	J-Volllast- Stunden (h/a)	
1	Reg. Wasserkraft	18.322	5.438	3.369	20.150	5.605	3.595	
2	Windenergie an Land	104.796	54.414	1.926	88.018	50.292	1.750	Gesamte Windenergie Jahr 2020 ¹⁾ JVLS = 2.124 h/a (132.102 GWh / 62,188 GW)
3	Windenergie an See	27.306	7.774	3.512	17.675	5.427	3.257	
4	Photovoltaik	48.641	53.721	905	39.401	42.339	931	
5	biogene Festbrennstoffe	11.228	1.597	7.031	10.658	1.601	6.661	Gesamte Biomasse Jahr 2020 ¹⁾ JVLS = 4.917 h/a (50.861 GWh / 10.344 GW)
6	biogene flüssige Brennstoffe	308	231	1.333	437	229	1.900	
7	Biogas	28.757	6.316	4.553	29.325	5.209	5.624	
8	Biomethan	2.914	621	4.692	2.757	526	5.212	
9	Klär gas	1.578	372	4.242	1.460	255	5.725	
10	Deponiegas	247	156	1.583	338	171	1.977	
11	biogener Anteil Abfall (50%)	5.829	1.051	5.546	5.956	1.004	5.912	
12	Geothermie	247	47	5.255	163	38	4.179	
1-12	Erneuerbare Energien	250.157	131.738	1.899	216.338	112.696	1.920	
13	Steinkohle + Mischfeuerung	42.800	23.800	1.798	93.600	29.900	3.130	
14	Braunkohle	91.700	20.600	4.451	148.400	23.000	6.588	
15	Mineralöl	4.700	4.800	979	5.600	3.100	1.806	
16	Erdgas	95.000	31.700	2.997	86.700	27.700	3.130	
17	Kernenergie	64.400	8.100	7.951	76.300	11.400	6.693	
18	nicht reg. Wasserkraft (Pumpstrom)	k.A.	k.A.		6.050	4.695	1.289	
19	nicht biogener Abfall (50%)	5.800	k.A.		5.956	1.004	5.912	
20	Sonstige Energieträger	24.800			14.756	6.405	2.304	
13-20	Konventionelle Energieträger	323.443	101.962	3.172	437.362	106.604	4.103	
1-20	Gesamte Energieträger	573.600	233.700	2.454	653.700	219.300	2.981	

¹⁾ Vollbenutzungsstunden (h/Jahr) = Bruttostromerzeugung (GWh / installierte Leistung (GW) = max. 8.760 h/Jahr

Batteriespeicher 2020: 600 MW in Sonstiges enthalten

Quellen: BMWi - Entwicklung erneuerbare Energien in Deutschland 2020, Zeitreihen, Stand 9/2021; BMWi – Energiedaten, Tab. 22, 1/2022

Jahresvolllaststunden beim Einsatz **gesamte Energien** zur Stromerzeugung in Deutschland 2019 (2)

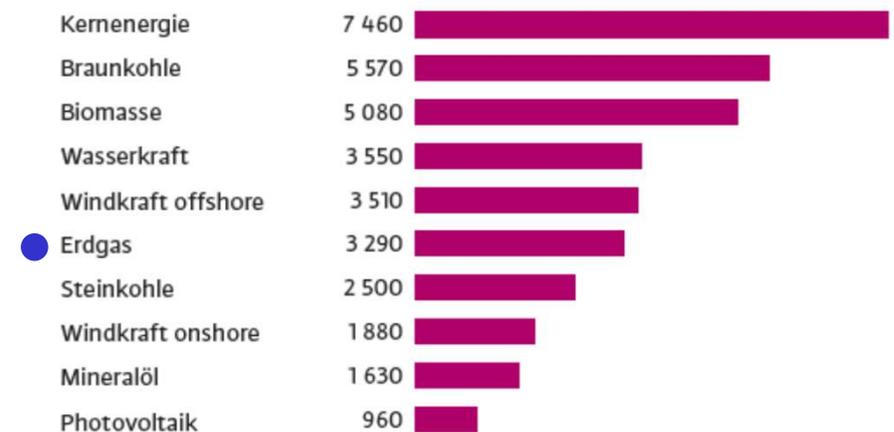
EINSATZ DER KRAFTWERKE Kernenergie mit höchster Auslastung

Die Kraftwerke der deutschen Stromwirtschaft werden sehr unterschiedlich eingesetzt. Kernkraftwerke, mit Braunkohle befeuerte Kraftwerke, Biomasse- und Laufwasserkraftwerke erzeugen nahezu rund um die Uhr Strom für die Verbraucher. Tagsüber werden für den zusätzlichen Verbrauch Steinkohle- und Erdgaskraftwerke eingesetzt. Ölbefeuerte Anlagen oder Speicherwasser-Kraftwerke werden normalerweise nur zur Deckung der Verbrauchsspitzen eingesetzt.

Zusätzlich erzeugen Wind- und Photovoltaikanlagen inzwischen beträchtliche Mengen Strom. Deren Leistung ist aber nicht durchgehend verfügbar. Ihr Einsatz ist von der Witterung abhängig und daher nicht planbar. Zudem spielt der Standort eine Rolle: Windanlagen in Küstennähe oder auf See erreichen zum Beispiel eine höhere Ausnutzung als weiter im Inland.

Um die großen Unterschiede innerhalb des Kraftwerksparks darzustellen, werden die sogenannten Jahresvolllaststunden berechnet. Diese geben an, wie viele der 8 760 Stunden eines Jahres ein Kraftwerk bei maximaler Leistung laufen müsste, um seine Jahresproduktion zu erzeugen. Die tatsächliche jährliche Nutzungsdauer ist in der Regel höher, da Kraftwerke nicht immer mit der maximalen Leistung laufen.

Jahresvolllaststunden¹⁾²⁾ 2019 Allgemeine Versorgung



1) vorläufig

2) bedeutsame unterjährliche Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt

Quelle: BDEW; Stand: 05/2020

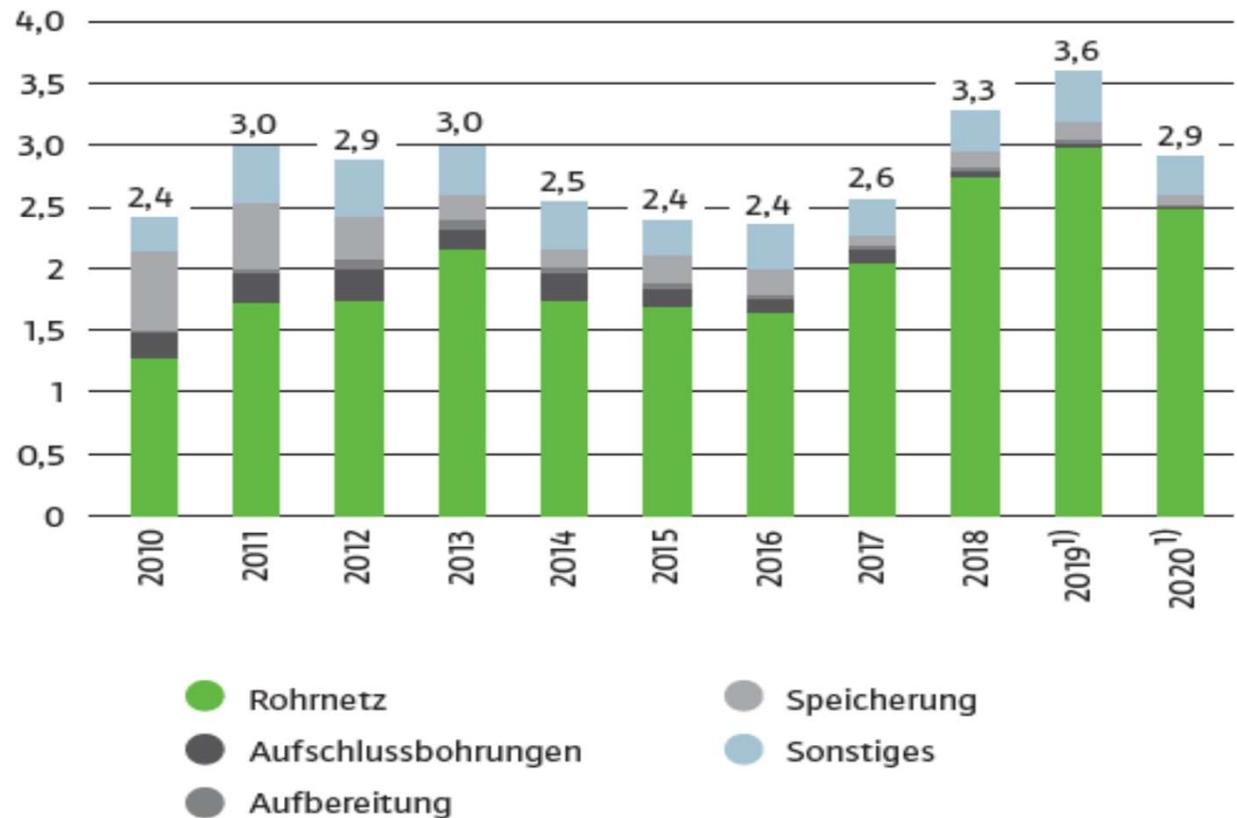
Entwicklung Investitionen der Gaswirtschaft in Deutschland 2010-2020

Jahr 2020: 2,9 Mrd €, Veränderung 2010/20 + 20,8%

Etwa zwei Drittel der Gesamtinvestitionen in der deutschen Gaswirtschaft werden jährlich für den Ausbau und die Instandsetzung des Rohrnetzes getätigt. Der restliche Anteil wird für Aufschlussbohrungen, Gasaufbereitung, Gasspeicherung und Sonstiges verwendet.

Seit 2018 werden wieder große Summen für Anschlussleitungen in Deutschland an internationale Ferngasverbindungen investiert. Im Durchschnitt der letzten drei Jahre beliefen sich die Investitionen der deutschen Gasversorger auf mehr als drei Milliarden Euro. Im Jahr 2019 wurde ein Höchstwert für die letzten beiden Jahrzehnte von 3,6 Milliarden Euro erreicht. Rund drei Milliarden Euro entfielen hiervon auf Investitionen in das Transport- und Verteilnetz.

Investitionen der deutschen Gaswirtschaft – in Mrd. Euro



Quelle: BDEW; Stand: 05/2020

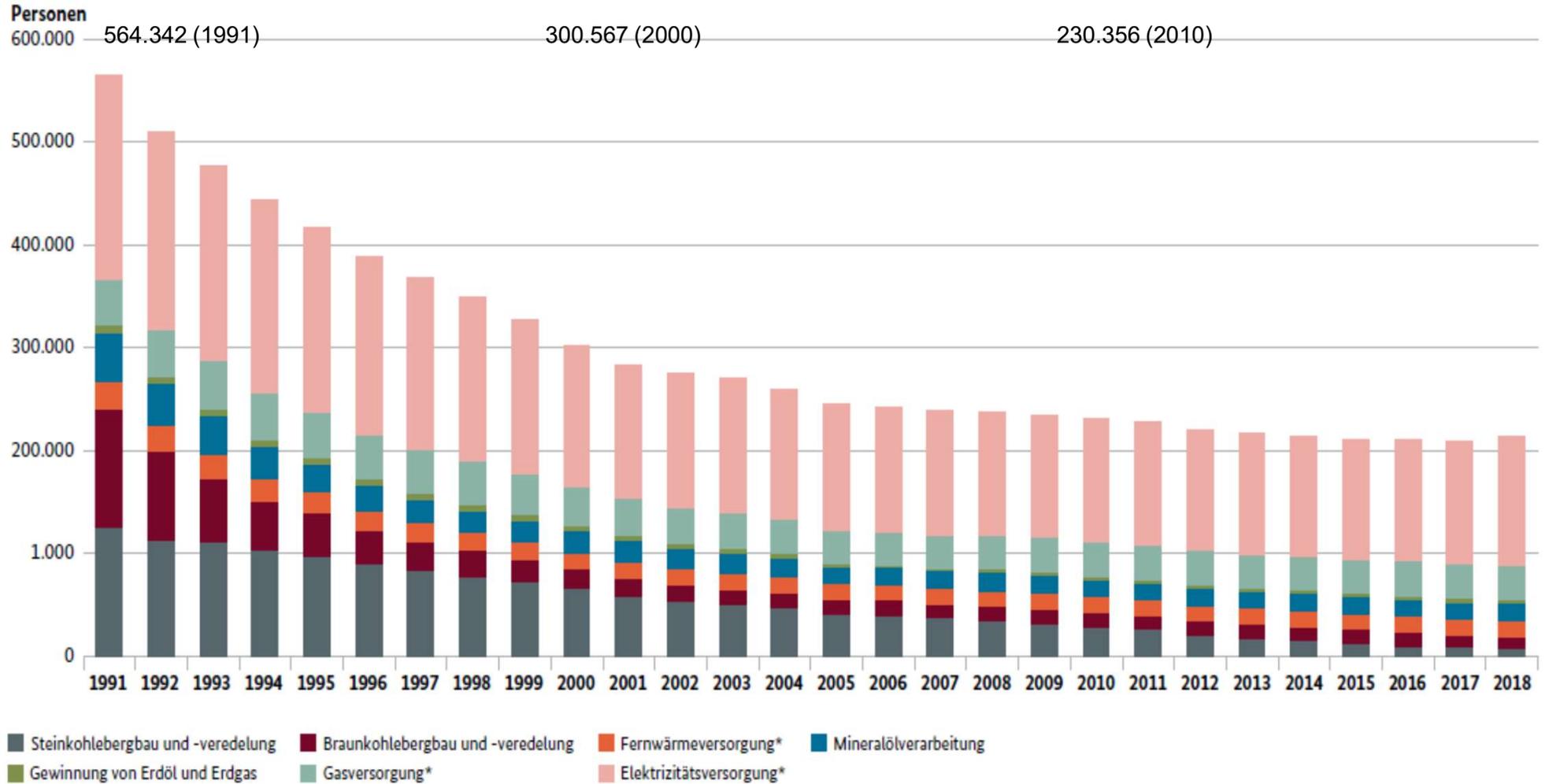
1) Planungsstand

Entwicklung der Beschäftigten in der Energiewirtschaft ohne erneuerbare Energien in Deutschland 1991-2018 (1)

Jahr 2018: Gesamt 212.833 Beschäftigte ; Veränderung 1991/2018 – 62,3%

Beitrag Erdgas 37.133 Beschäftigte (Anteil 17,4%), Veränderung 1991/2018 – 28,4% ¹⁾

2. Beschäftigte im Energiesektor



* vorläufig

1) Erdgas: Gasversorgung und Gewinnung Erdöl & Erdgas

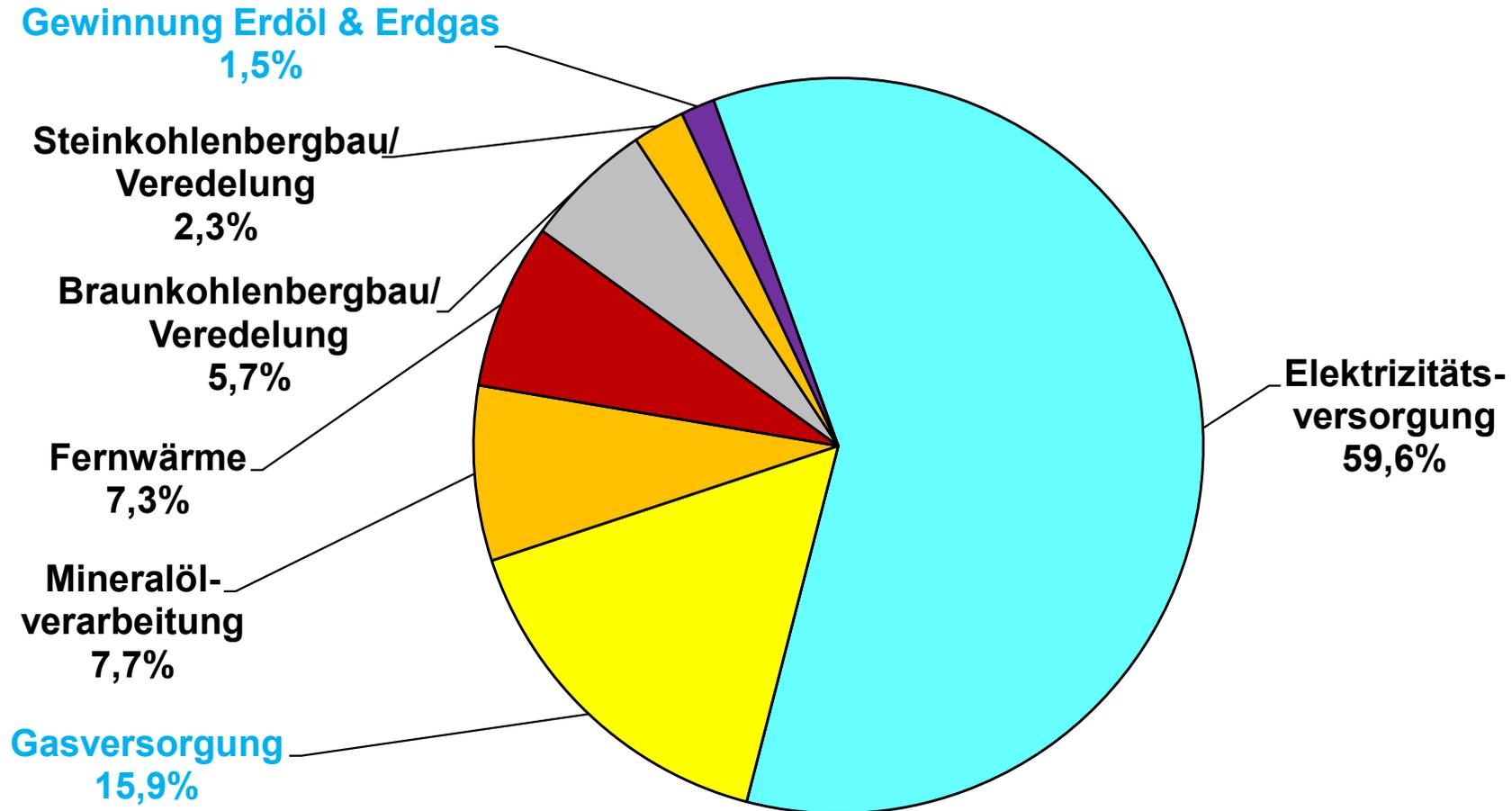
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistik der Kohlenwirtschaft, Bundesverband Braunkohle, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Mineralölwirtschaftsverband

aus BMWI- Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik/Tab. 2; 9/2019 und 01/2022

Beschäftigte im Energiesektor ohne erneuerbare Energien in Deutschland 2018 (2)

Jahr 2018: Gesamt 212.833 Beschäftigte ; Veränderung 1991/2018 – 62,3%*

Beitrag Erdgas 37.133 Beschäftigte (Anteil 17,4%), Veränderung 1991/2018 – 28,4% ¹⁾



Grafik Bouse 2022

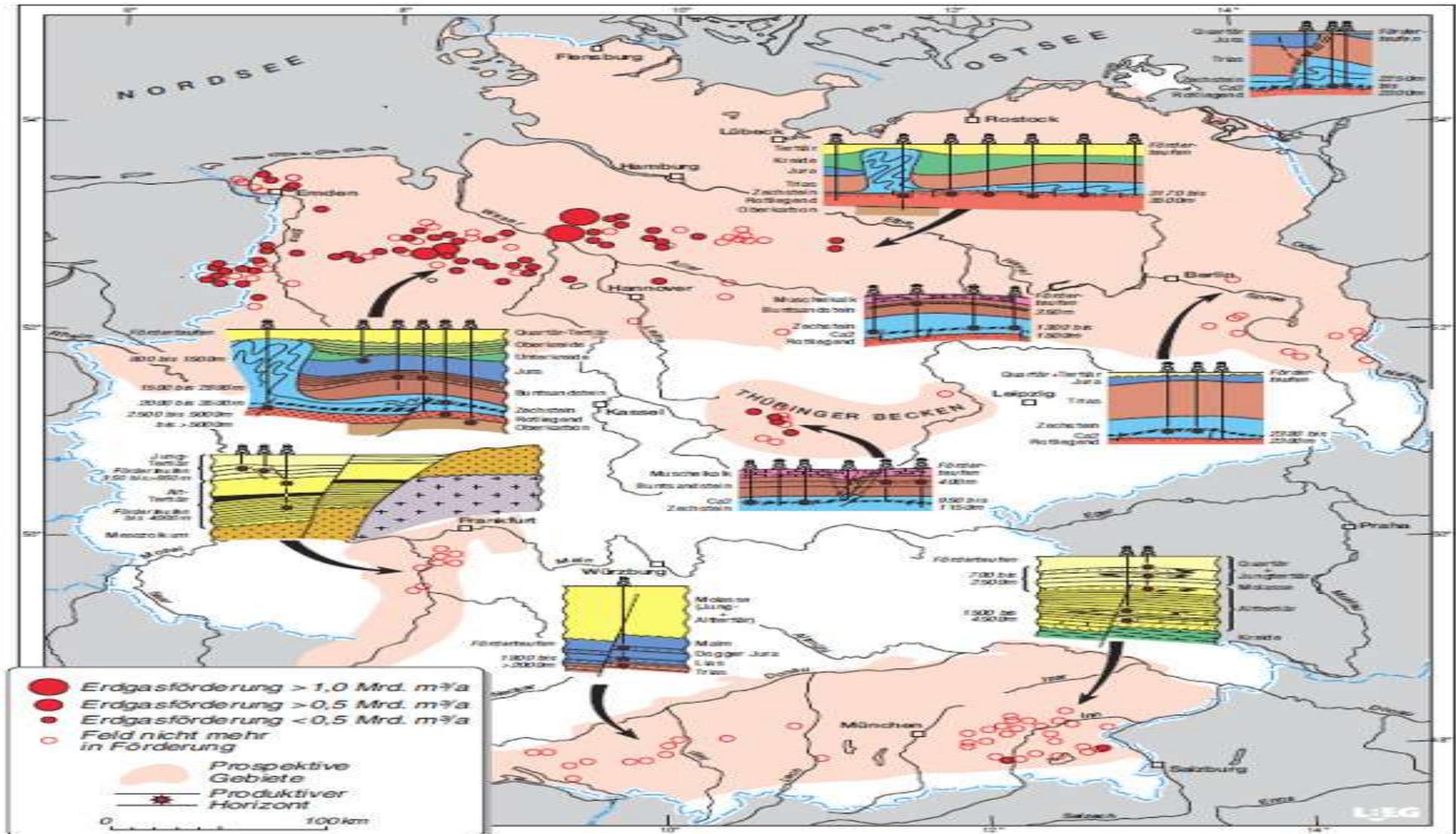
Die Elektrizitätsversorgung dominiert bei den Beschäftigten mit 59,6%

* Daten 2018 vorläufig, Stand 01/2022

1) Erdgas: Gasversorgung und Gewinnung Erdöl & Erdgas

Erdgasfelder, Gasnetze und Gasspeicher

Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen in Deutschland, Stand 12/2015



Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Das deutsche Gasnetz, Stand März 2020 (1)

Das deutsche Gasnetz verfügt über Hauptschlagadern, sogenannte Transportleitungen, die die großen Anlandepunkte aus dem Ausland – meist Russland und Norwegen – mit den Ballungsräumen und Industriezentren verbinden. Wichtige Stränge sind hier die Nordeuropäische Gasleitung (NEL), die Nord Stream Richtung Ruhrgebiet verlängert, und die Ost-West-Achse mit dem Namen Mitte-Deutschland-Anbindungsleitung (MIDAL). Die lokalen Leitungssysteme, die Großverbraucher und Industrie an den Energieträger Gas anschließen, sind die sogenannten Verteilernetze. Sie machen 90 Prozent des insgesamt rund 550 000 Kilometer langen deutschen Gasnetzes aus – mehr als 40-mal länger als das deutsche Autobahnnetz. Die Speicherfähigkeit dieses gigantischen Pipelinesystems ist so groß, dass ein Embargo oder Lieferstopp erst nach ein bis zwei Tagen wirklich spürbar würde. Erst dann müssten Gasreserven aus Speichern oder weiteren Quellen wie Flüssiggas und anderen Importen eingespeist werden, um den Druck in den Pipelines zwischen 16 und 100 bar konstant und das Netz damit stabil zu halten. Gemanagt wird das komplexe System von den verschiedenen Netzbetreibern dezentral. Sollten Gaslieferungen ausbleiben und es zu Abschaltungen kommen, würden sie die Anweisungen der Bundesnetzagentur ausführen. Die Behörde selbst hat keine direkten Steuerungsmöglichkeiten.

jph



Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz mit Netzausbau im Überblick, Stand 1/2021 (2)

Netzausbauvorschlag Methangasmaßnahmen

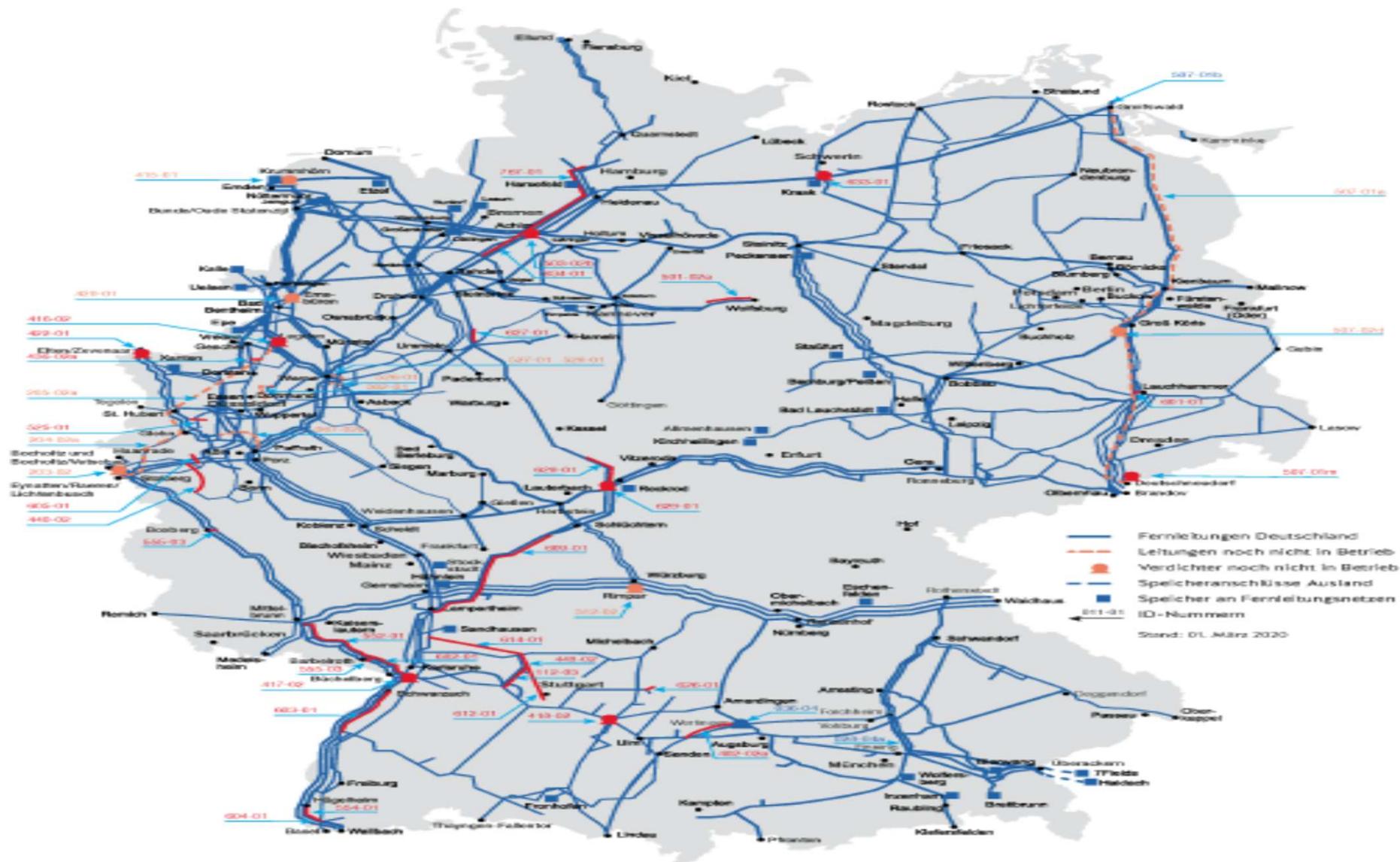
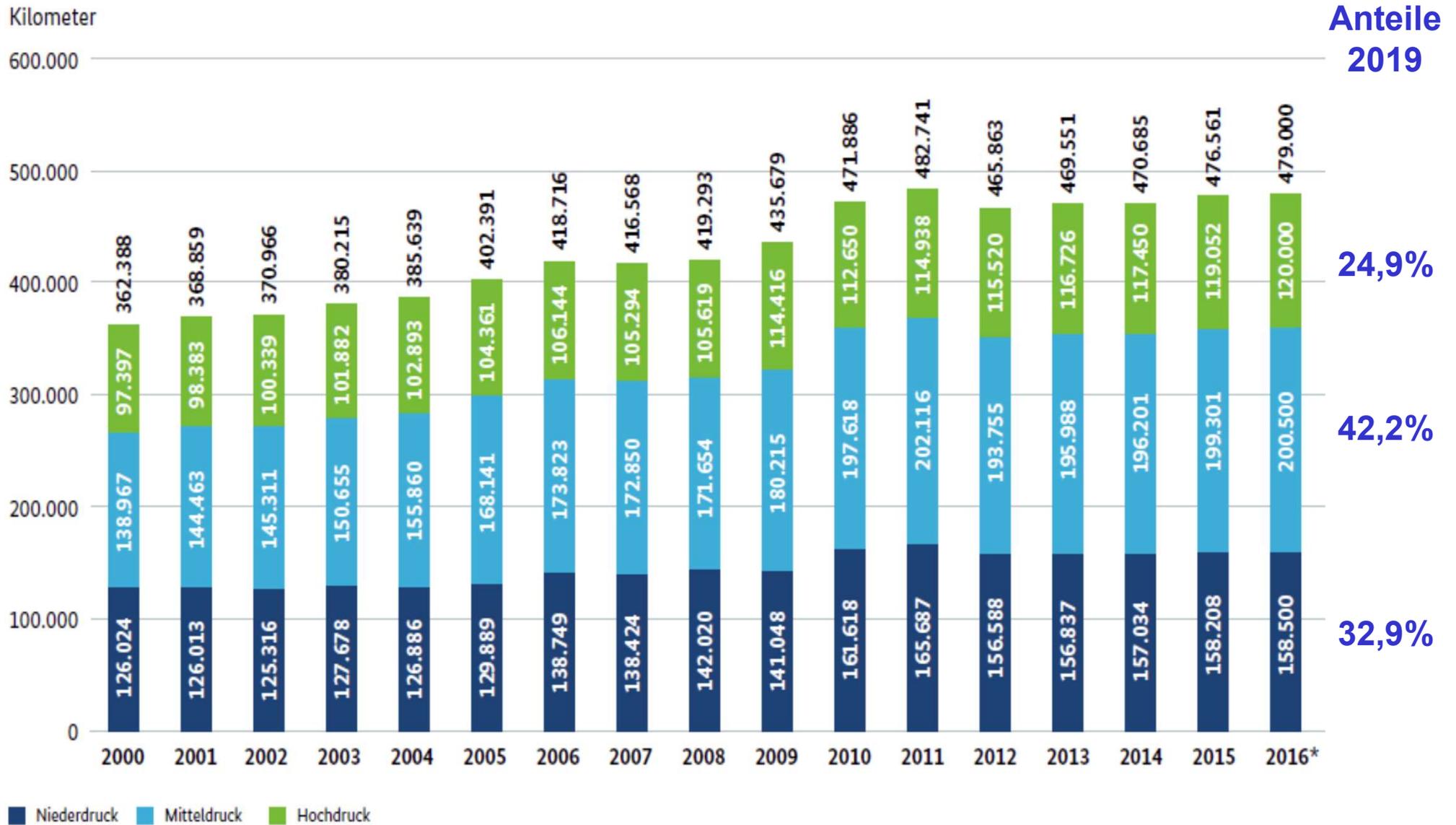


Abbildung 159: Ausbaumaßnahmen für das Erdgasnetz gemäß Ausbauvorschlag der FNB zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (Quelle: FNB Gas e.V.)

Entwicklung Gasnetze in Deutschland 2000-2019 (3)

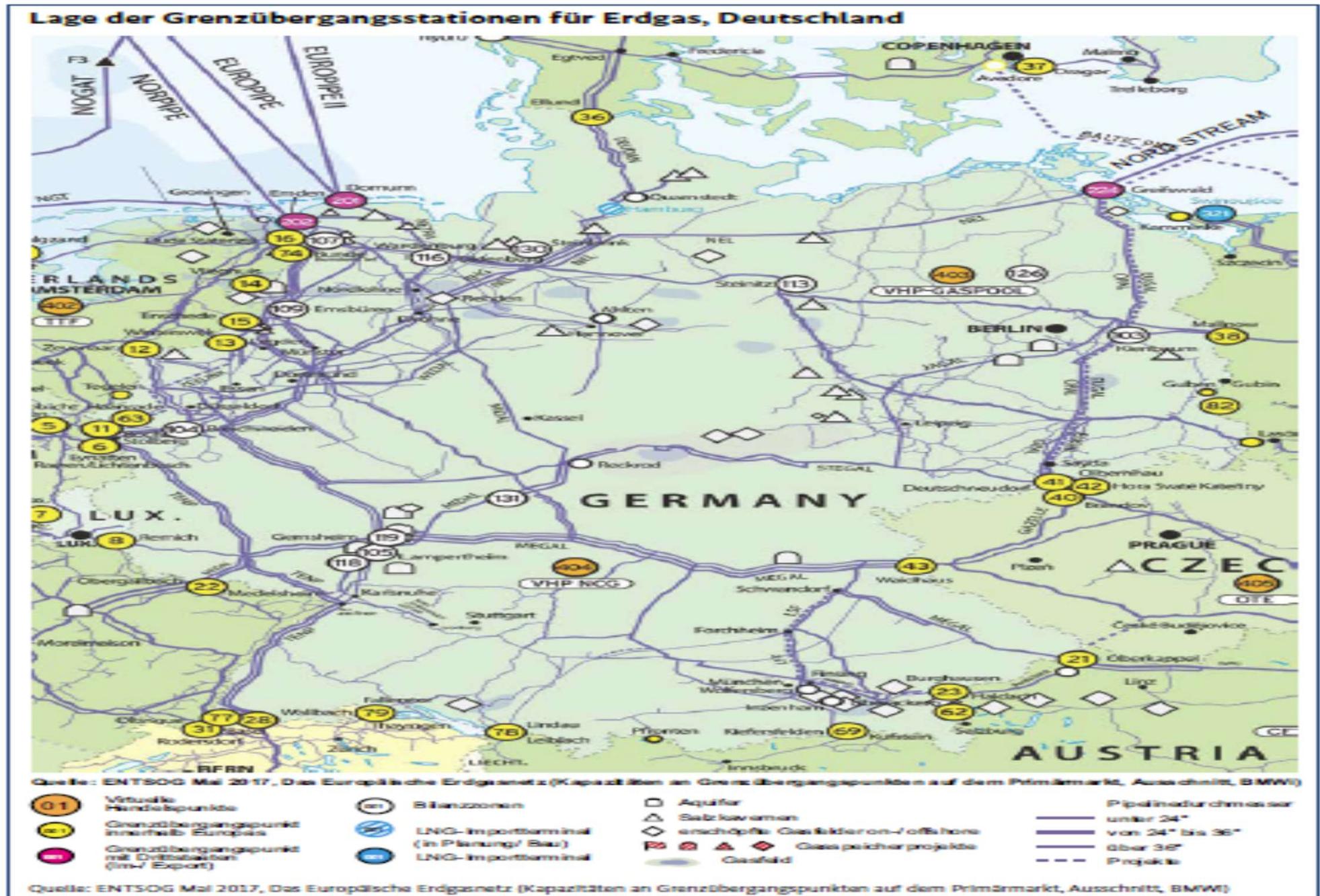
Jahr 2019: 490.000 km, Veränderung 2000/19 + 35,2%



* Daten vorläufig, teilweise geschätzt ohne Hausanschlussleitungen

Quellen: bis 2009 BDEW-Gasstatistik des jeweiligen Jahres; ab 2010 geänderte Systematik: Angaben der Gasnetzbetreiber gem. GasNEV; Stand: 02/2017 aus BMWI – Monitoring, Versorgungssicherheit bei Erdgas, S. 18, Juli 2017; BDEW - Energiemarkt Deutschland 2020 aus www.bdew.de 5/2020

Lage der Grenzübergangsstationen für Erdgas in Deutschland, Stand 5/2017



Quelle: ENTSOG Mai 2017, Das Europäische Erdgasnetz (Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf dem Primärmarkt, Ausschnitt, BMWi) aus BMWi – Monitoring, Versorgungssicherheit bei Erdgas, S. 17, Juli 2017

Gesicherte Erdgasversorgung durch Erdgasspeicher in Deutschland, Stand Mai 2017 (1)

Standorte der deutschen Untertage-Erdgasspeicher

Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Einrichtung von Speichern. Innerhalb der Gruppe der Untertagespeicher kann vor allem zwischen Poren- und Kavernenspeichern unterschieden werden. Neben Poren- und Kavernenspeichern existieren Aquiferspeicher, denen im Rahmen der Speicherung allerdings eine verhältnismäßig untergeordnete Rolle zukommt.

Kavernenspeicher weisen eine höhere Flexibilität auf und gewinnen zunehmend an Bedeutung. Sie sind hinsichtlich Ein- und Ausspeicherraten leistungsfähiger und können auch auf tageszeitliche Spitzenlastschwankungen flexibel reagieren.

Kavernenspeicher können durch einen bergmännischen Solprozess vor allem in Gegenden errichtet werden, in denen Salzstöcke vorhanden sind. Diese Formationen liegen vor allem im norddeutschen Raum.

Porenspeicher finden sich überwiegend in alten Erdöl- oder Erdgaslagerstätten beziehungsweise in porösen Sandsteinformationen in Nord-, Ost- und Süddeutschland.

Aquiferspeicher sind vor allem an Orten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten beziehungsweise Salzstrukturen von Bedeutung.

Speichern kommt – je nach Typ – im Wesentlichen die Erfüllung von zwei Aufgaben zu:

- Spitzenlastabdeckung, d. h. Ausgleich von konstanten Lieferungen / Produktionsmengen und Schwankungen beim Verbrauch;
- Verfügbarkeit bei Störungen in der Produktion und/oder beim Transport, das heißt Sicherstellung der kurzfristigen Versorgung.

Ende 2016 befanden sich in Deutschland 32 Kavernenspeicher mit einer Arbeitsgaskapazität von 14,8 Mrd. Kubikmeter und 18 Porenspeicher mit einer Arbeitsgaskapazität von 9,4 Mrd. Kubikmeter in Betrieb.

Am 1. April 2017 sind die ersten sechs Kavernen des Gasspeichers „Katharina“ in Peißen bei Bernburg in den kommerziellen Betrieb gegangen. Bis 2024 sollen sechs weitere fertiggestellt werden. Sie werden zusammen über ein Speichervolumen von insgesamt 614 Mio. Kubikmeter verfügen.

Im EU-Vergleich verfügt Deutschland über das größte Speichervolumen vor Italien, den Niederlanden, Frankreich, Österreich, Ungarn, Slowakei, Tschechien, Rumänien, Polen, Spanien, Dänemark, dem Vereinigten Königreich, Belgien, Bulgarien, Kroatien, Portugal und Schweden.

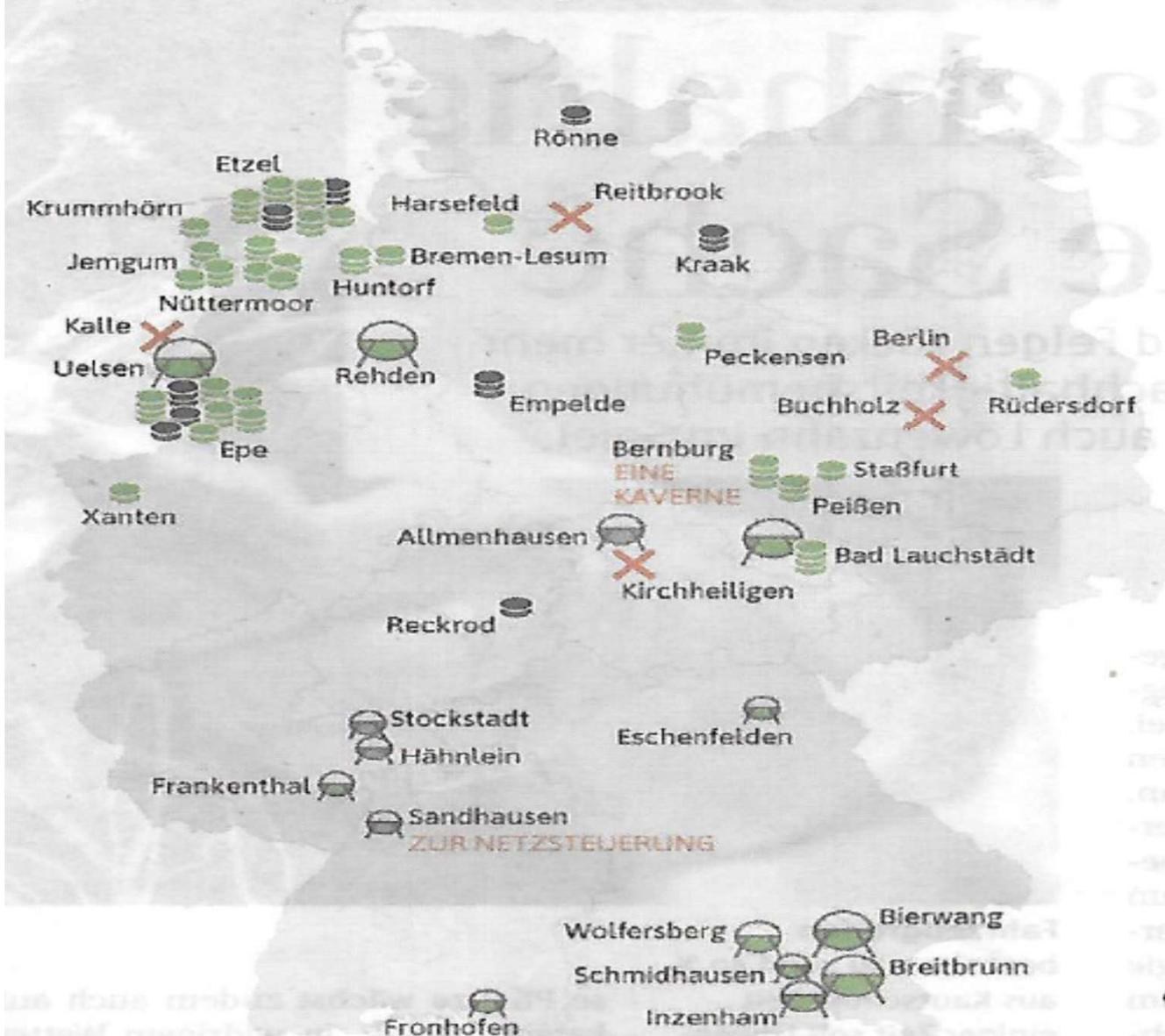
Die maximale Speicherkapazität reicht gegenwärtig statistisch gesehen im Durchschnitt für 80 Tage.

Die tatsächliche Reichweite der Speicher hängt dagegen von einer Vielzahl verschiedener Bedingungen ab, insbesondere vom Speicherfüllstand, der Ausspeichergeschwindigkeit und dem tatsächlich zu deckenden Bedarf. Die Bedeutung von Speichern zur Gewährleistung von inländischer Versorgungssicherheit kann in Zukunft noch steigen, wenn die Importabhängigkeit größer wird.

Gesicherte Erdgasversorgung durch Erdgasspeicher in Deutschland, Stand 08/2019 (2)



Gasspeicherstandorte in Deutschland (Stand: August 2019)



Speichertyp:

- Porenspeicher
- Kavernenspeicher
- Vollständige oder partielle Stilllegung (seit 2014)

Arbeitsgasvolumen:

- | unter 2 GWh
- | 2 bis 8 GWh
- | über 8 GWh

INES-Mitgliedschaft:

- | INES-Mitglied
- | Kein INES-Mitglied

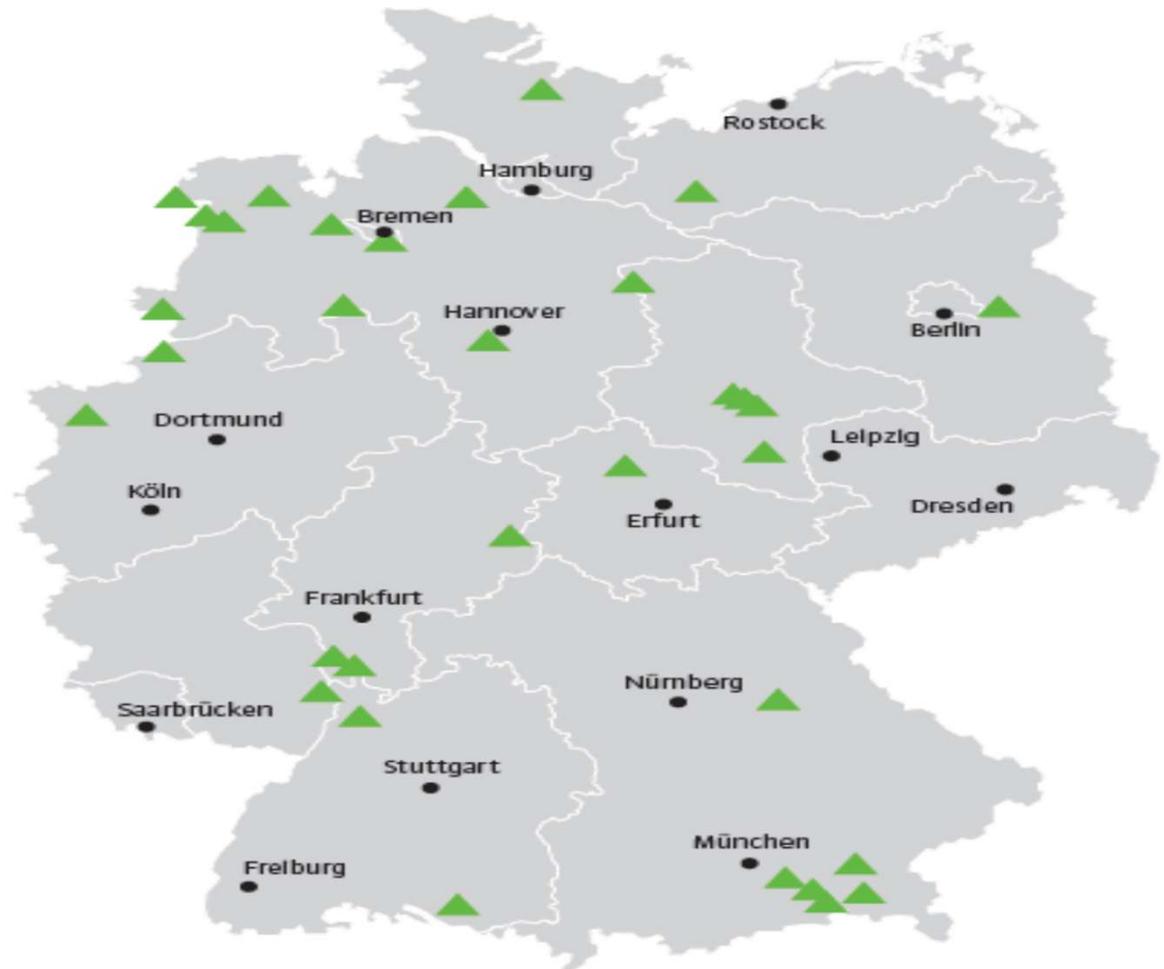
Quelle: Gas Infrastructure Europe, Initiative Erdgasspeicher

Gesicherte Erdgasversorgung durch Erdgasspeicher in Deutschland, Stand 03/2020 (3)

Die 47 deutschen Untertage-Gasspeicher an 33 verschiedenen Standorten können knapp 24 Mrd.m³ Arbeitsgas aufnehmen. Das entspricht gut einem Viertel der in Deutschland im Jahr 2019 verbrauchten Erdgasmenge.

Insgesamt verfügt die deutsche Gaswirtschaft über das größte Speichervolumen in der Europäischen Union.

Standorte der deutschen Untertage-Erdgasspeicher



Quellen: LBEG, BDEW; Stand: 03/2020

aus BDEW-Energiemarkt Deutschland 2020, 5/2020

Entwicklung der Erdgas-Speicherkapazitäten in Deutschland 1990-2020 (1)

Jahr 2020: Arbeitsgasvolumen 23,9 Mrd. m³

Daten und Fakten Erdgasspeicher

Die Mitgliedsunternehmen des BVEG haben einen Anteil von nahezu 99 Prozent am gesamten Speichermarkt. Von ihnen werden Erdgasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt 23,9 Milliarden Kubikmetern betrieben.

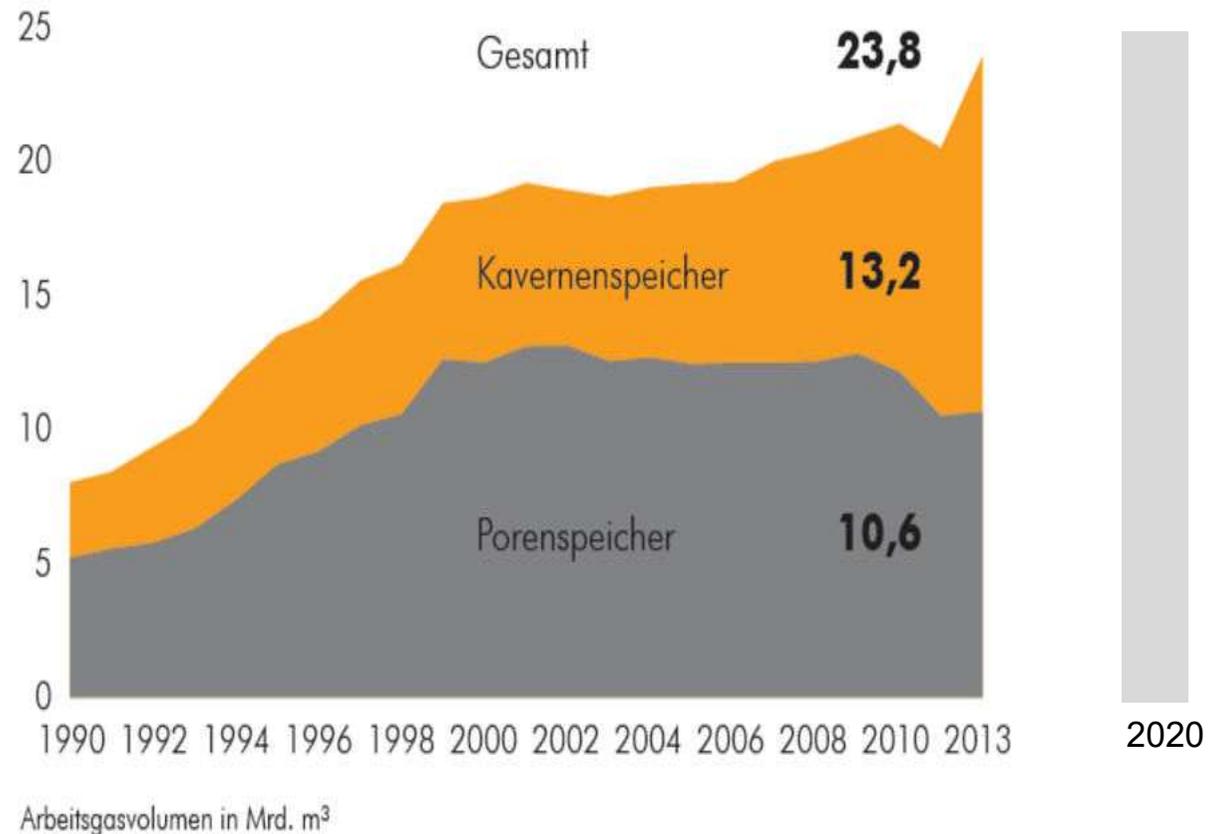
Kavernenspeicher

Kavernenspeicher sind Hohlräume in unterirdischen Salzstöcken, die durch einen Solprozess angelegt werden. Insgesamt betreiben die WEG-Mitglieder in Deutschland 272 Kavernen in 27 Speicheranlagen. Das Speichervolumen dieser Kavernen beträgt 15,3 Milliarden Kubikmeter. Dadurch verfügen die Kavernen inzwischen über einen Anteil von 64 Prozent an dem gesamten installierten Speichervolumen in Deutschland.

Porenspeicher

Porenspeicher sind natürliche unterirdische Speicher in den Poren ausgeförderter Erdöl- und Erdgaslagerstätten. 36 Prozent des heimischen Speichervolumens befinden sich in Porenspeichern. Die 20 Porenspeicher der WEG-Mitglieder haben ein Arbeitsgasvolumen von 8,6 Milliarden Kubikmeter.

ENTWICKLUNG DES SPEICHERVOLUMENS IN DEUTSCHLAND



Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland 2020 (2)

Gesamt-Arbeitsgasvolumen 23.898 Mio. m³ =23,9 Mrd. m³

Anteile Porenspeicher 36,0%, Kavernenspeicher 64,0%

Porenspeicher

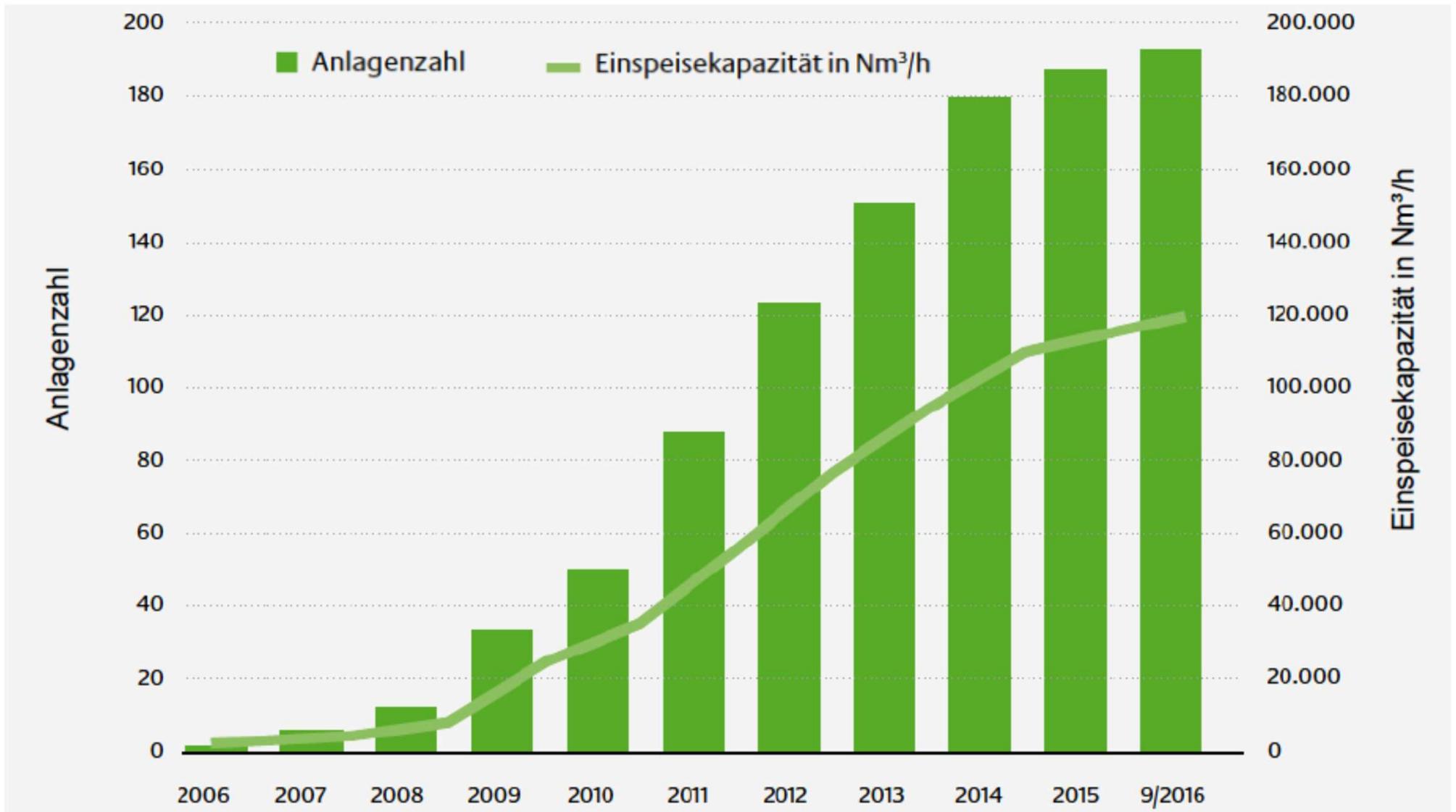
Speicher von BVEG-Mitgliedsunternehmen	Speichertyp	Arbeitsgasvolumen Mio. m ³ (Vn)
Rehden	ehem. Gasfeld	3 900
Bierwang	ehem. Gasfeld	1 000
Breitbrunn-Eggstätt	ehem. Gasfeld	992
Uelsen	ehem. Gasfeld	860
Bad Lauchstädt	ehem. Gasfeld	440
Inzenham-West	ehem. Gasfeld	425
Wolfersberg	ehem. Gasfeld	365
Schmidhausen	ehem. Gasfeld	154
Frankenthal	Aquifer	90
Eschenfelden	Aquifer	72
Fronhofen-Illmensee	ehem. Ölfeld	10
sonstige Porenspeicher in Deutschland		307
Summe		8 615

Kavernenspeicher

Speicher von BVEG-Mitgliedsunternehmen	Anzahl Kavernen	Arbeitsgasvolumen Mio. m ³ (Vn)
Epe-Uniper	39	1 916
Nüttermoor	21	1 311
Bernburg	30	971
Jemgum-astora	10	760
Bad Lauchstädt	17	720
Staßfurt	9	664
Epe-innogy H-Gas	10	405
Empelde	5	378
Jemgum-EWE	8	366
Peckensen	5	349
Huntorf	7	308
Katharina	6	301
Epe-NUON	7	300
Epe-innogy NL	6	300
Kraak	4	257
Epe-Trianel	4	192
Xanten	8	178
Epe-innogy L-Gas	4	176
Krummhörn	3	154
Bremen-Lesum-Storengy	2	147
Harsefeld	2	110
Reckrod	3	110
Rüdersdorf	1	100
Bremen-Lesum-Wesernetz	2	68
Kiel-Rönne	2	63
sonstige Kavernenspeicher in Deutschland	57	4 681
Summe	272	15 284

Entwicklung Anlagenzahl und Einspeisekapazitäten in Deutschland 2006-2016 (3)

Jahr 2016: Anlagenzahl ca.1.919, Einspeisekapazität ca. 120 Nm³/h



* Daten vorläufig, Stand 12/2016

Quelle: AGEb & BDEW, AGEb-Wintertagung - Erdgasdaten in Deutschland, 12/2016

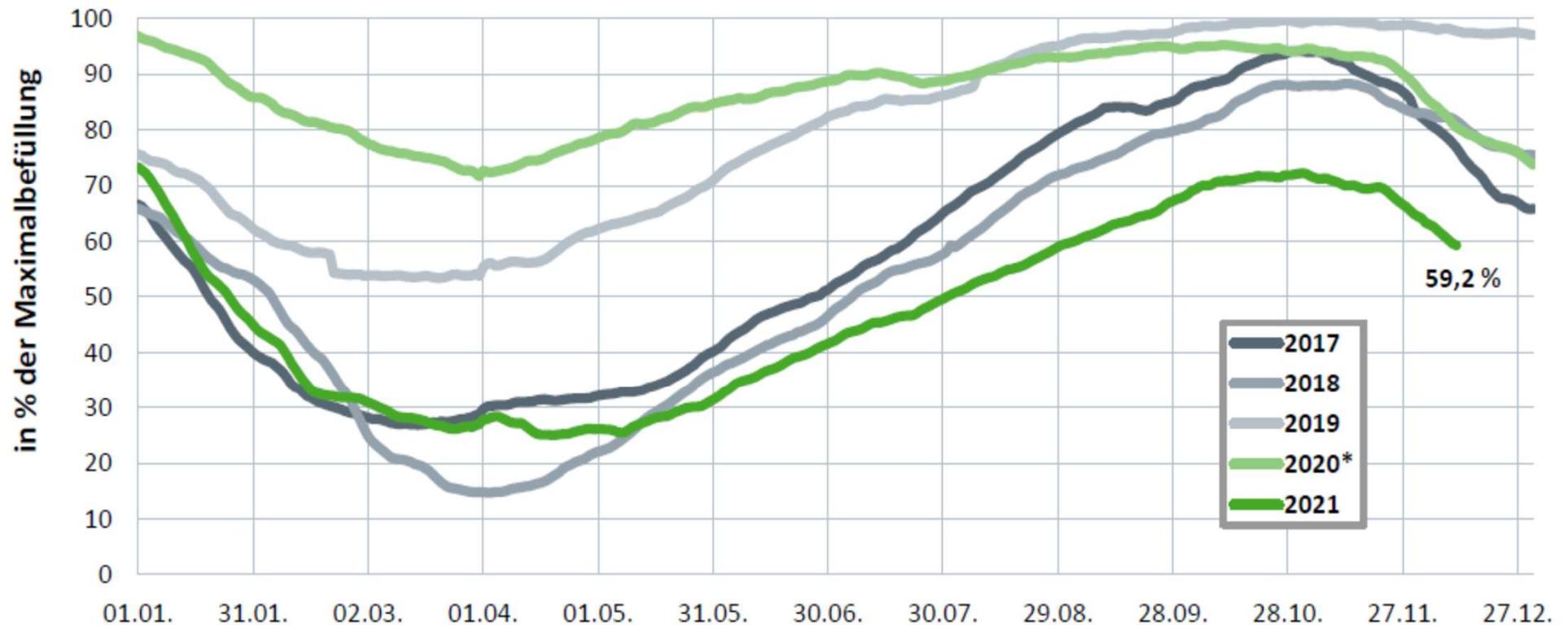
Entwicklung monatliche Tages-Speicherfüllstände der deutschen Erdgasspeicher 2017-2021

13.12.2021: Anteil 59,2%

16.12.2021 Folie 8 BDEW/Florentine Kiesel

bdeu
Energie. Wasser. Leben.

Prozentuale Speicherfüllstände der deutschen Erdgasspeicher



Quelle: Gas Infrastructure Europe;
Stand 13.12.2021

* aus Gründen der Vergleichbarkeit Wert des Schalttages 2020 ausgeblendet
Die Darstellung beinhaltet die Daten aller auf gie.eu zum angegebenen Datum erfassten Speicher.

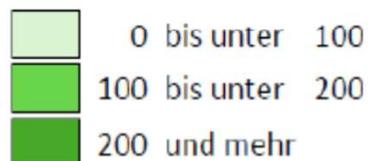
* Daten 2021 vorläufig, Stand 12/2021

Quelle: AGEB-BDEW: Erdgaswirtschaft in Deutschland 2021, AGEB-Tagung 12.2021

Deutschland mit EU-weit höchsten Speicherkapazitäten

Arbeitsgasvolumina

Arbeitsgasvolumen
in Mrd. kWh



Quelle: Gas Infrastructure Europe
Stand: 08/2021
EasyMap-Kartengrundlage:
(C) infas LT, Lutum+Tappert DV-
Beratung GmbH, Bonn

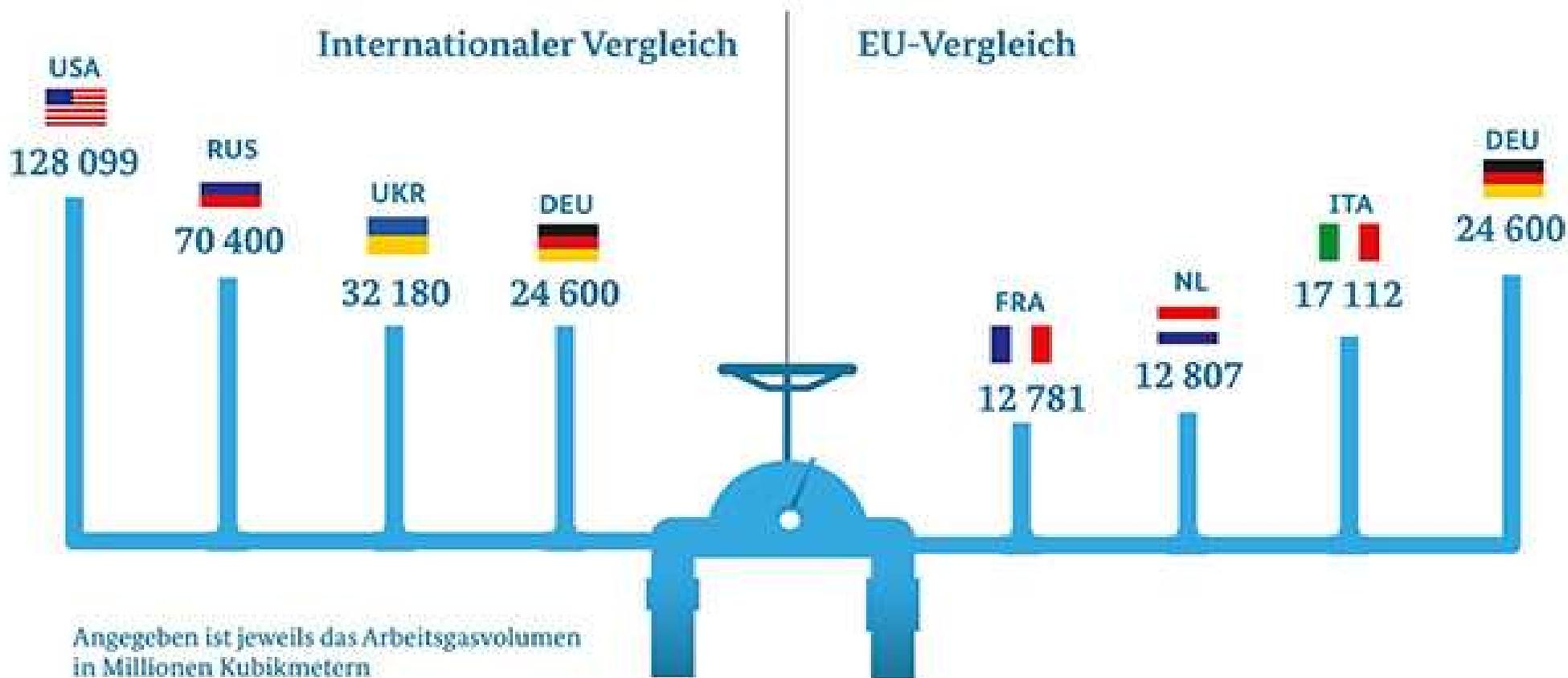


Erdgasspeicherkapazitäten im internationalen Vergleich mit Deutschland 2015

Deutschland 24,6 Mrd. m³

51 Erdgasspeicher sind im Betrieb (20 Porenspeicher und 31 Kavernenspeicher)

Deutschland hat die größten Erdgasspeicherkapazitäten in der EU und die viertgrößten weltweit.



Energie & Klimaschutz, Treibhausgase

Einleitung und Ausgangslage

Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 2021

Treibhausgasemissionen stiegen 2021 um 4,5 Prozent Bundesklimaschutzministerium kündigt umfangreiches Sofortprogramm an

Nach einem deutlichen Rückgang im Vorjahr steigen die Treibhausgasemissionen in Deutschland wieder an. 2021 wurden rund 762 Millionen Tonnen Treibhausgase freigesetzt – gut 33 Millionen Tonnen oder 4,5 Prozent mehr als 2020.

Insgesamt sind die Emissionen in Deutschland seit 1990 um 38,7 Prozent gesunken.

Der Anstieg im Jahr 2021 macht sich vor allem im Energiesektor bemerkbar – ein Anstieg um 27 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente. Denn aufgrund der gestiegenen Stromnachfrage, der geringeren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und des höheren Gaspreises wurde mehr Kohle zur Stromerzeugung eingesetzt. Die Stromproduktion aus Erneuerbaren sank um sieben Prozent, vor allem wegen schlechter Windverhältnisse.

Die Sektoren Verkehr und Gebäude liegen über den jährlichen Emissionswerten des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

Treibhausgas-Emissionen in den Sektoren

Energiesektor:

Knapp 27 Millionen Tonnen CO₂ des Sektors-Äquivalenten stellt in absoluten Zahlen den größten Emissionsanstieg dar – 12,4 % mehr als 2020. Mit rund 247 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten waren die Emissionen aber immer noch rund 11 Millionen Tonnen weniger als 2019. Das Bundesklimaschutzgesetz schreibt für das Jahr 2021 kein jährliches Emissionsbudget vor Energie Sektor. Die Emissionen aus der Steinkohle- und Braunkohleverstromung stiegen aufgrund der verstärkten Kohlenutzung deutlich an. Der Einsatz von emissionsärmerem Erdgas ging dagegen in der zweiten Jahreshälfte aufgrund stark gestiegener Gaspreise zurück. Wesentliche Gründe für den verstärkten Einsatz fossiler Energieträger zur Stromerzeugung sind die im Vergleich zum Vorjahr deutlich geringere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (– 17,5 TWh) und insbesondere die geringere Windstromerzeugung,

Verkehrssektor:

Der Sektor hatte im Jahr 2021 Emissionen von rund 148 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Damit liegen die Treibhausgasemissionen dieses Sektors sowohl 1,2 % über dem Wert von 2020 als auch rund 3 Millionen Tonnen über dem zulässigen jährlichen Emissionsbudget von 145 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten durch das Bundes-Klimaschutzgesetz für 2021. Ein Grund dafür ist der Straßenverkehr, der auf den Autobahnen wieder auf ein leicht über dem Niveau von 2019 liegendes Niveau gestiegen ist. Der Pkw-Verkehr ist dagegen weiterhin geringer als vor der Pandemie Zeitraum (2019), was sich in Kraftstoffabsatzzahlen und Daten von Verkehrszählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen widerspiegelt.

Industriesektor:

Die Emissionen stiegen im Vergleich zum Vorjahr um gut 9 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (+5,5 %). Mit rund 181 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten liegt die Branche nahezu auf dem Niveau von 2019, aber knapp unter dem im Bundesklimaschutzgesetz vorgeschriebenen jährlichen Emissionsbudget von 182 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Hier spielen nachholende wirtschaftliche Effekte im Zuge der Pandemie und der verstärkte Einsatz fossiler Brennstoffe eine wichtige Rolle. Den größten prozentualen Anstieg gab es in der Stahlindustrie, wo die Rohstahlproduktion um rund 12 % stieg. Im Verarbeitenden Gewerbe (energiebezogener Anteil) stiegen die Emissionen um rund sieben Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (+6,4 %).

Gebäudebereich:

Im Gebäudebereich kam es 2021 zu einer Emissionsminderung von knapp 4 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten (minus 3,3 Prozent) auf rund 115 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten. Trotz dieser Emissionsminderung überschreitet der Gebäudesektor, wie bereits im Vorjahr, die erlaubte Jahresemissionsmenge gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz, die bei 113 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten liegt. Die Emissionsreduzierung ist im Wesentlichen als Sondereffekt auf deutlich verringerte Heizölkäufe zurückzuführen. Die Heizöllager wurden aufgrund der günstigen Preise und in Erwartung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes bereits 2019 und 2020 umfangreich aufgestockt. Der Erdgasverbrauch stieg dagegen witterungsbedingt an.

Landwirtschaftssektor:

Im Sektor Landwirtschaft gingen die Treibhausgasemissionen um gut 1,2 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente (minus 2,0 Prozent) auf 61 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente zurück. Der Sektor bleibt damit deutlich unter der für 2021 im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Jahresemissionsmenge von 68 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten. Der Rückgang der Tierzahlen setzt sich fort. Die Rinderzahlen sanken um 2,3 Prozent, die Schweinezahlen um 9,2 Prozent. Dadurch gab es weniger Gülle, die Emissionen sanken ebenfalls (-4,0 Prozent gegenüber 2020). Die deutliche Unterschreitung der festgesetzten Jahresemissionsmenge ist jedoch vor allem durch methodische Verbesserungen in der Berechnung der Emissionen bedingt.

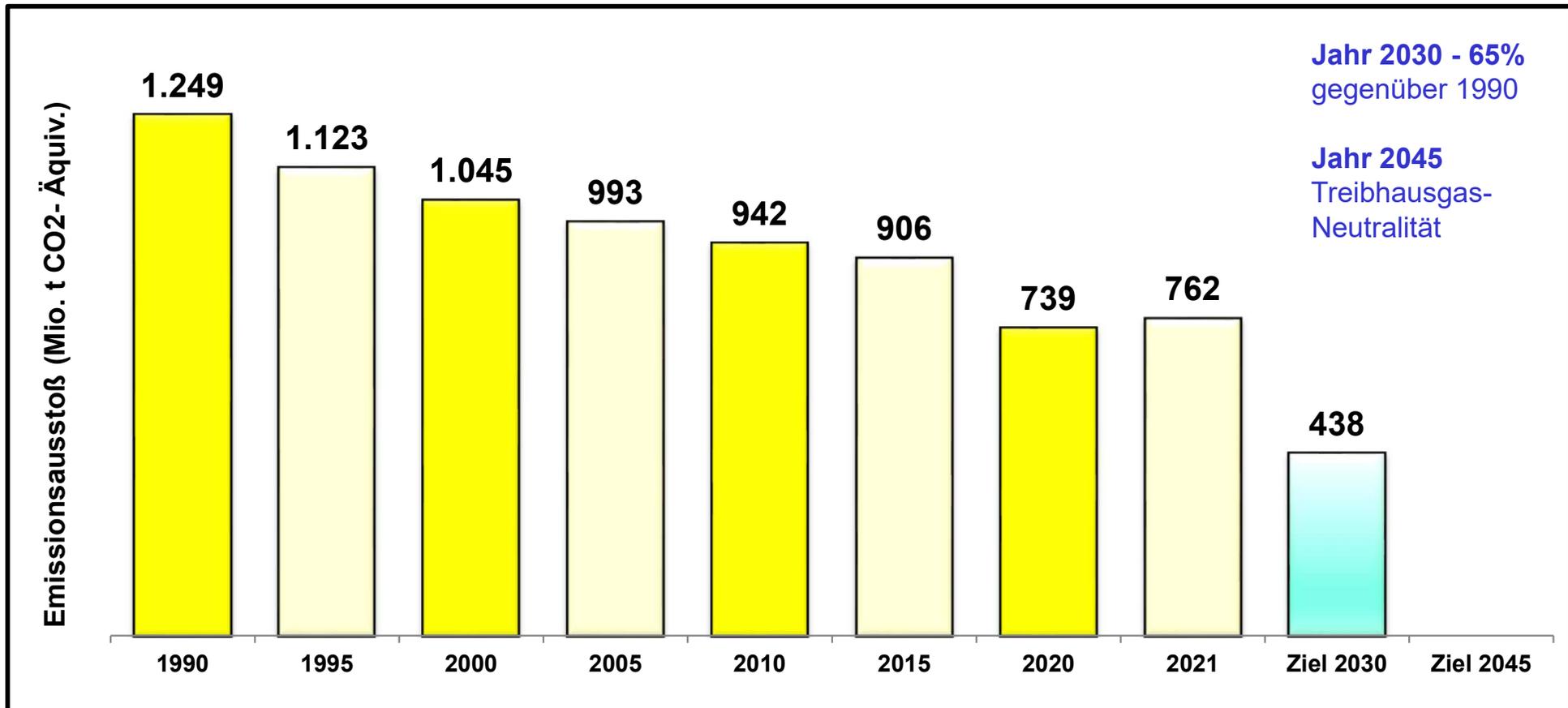
Abfallsektor

Die Emissionen des Abfallsektors sanken gegenüber dem Vorjahr um rund 4,3 Prozent auf gut acht Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente. Damit bleibt der Abfallsektor erneut unter der im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Jahresemissionsmenge von neun Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten. Der Trend wird im Wesentlichen durch die sinkenden Emissionen aus der Abfalldeponierung infolge des Verbots der Deponierung organischer Abfälle bestimmt.

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG) in Deutschland 1990-2021, Ziele bis 2045 nach Novelle Klimaschutzgesetz (1)

Jahr 2021: Gesamt 762 Mio. t CO₂-Äquivalent **ohne LULUCF**; Veränderung 1990/2021 – 38,2%*
9,2 t CO₂-Äquivalent/Kopf

ohne CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



Grafik Bouse 2022

* Daten 2021 vorläufig; 3/2022 Ziele der Bundesregierung 2030/45

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

1) **Basisjahr 1.255 Mio t CO₂äquiv.; Jahr 1990: 1.249 Mio t CO₂äquiv.**

Die Emissionen des **Basisjahres** setzen sich zusammen mit CO₂, CH₄, N₂O **aus 1990** und F-Gase HFCs, PFCs und SF₆ **aus 1995**.

Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

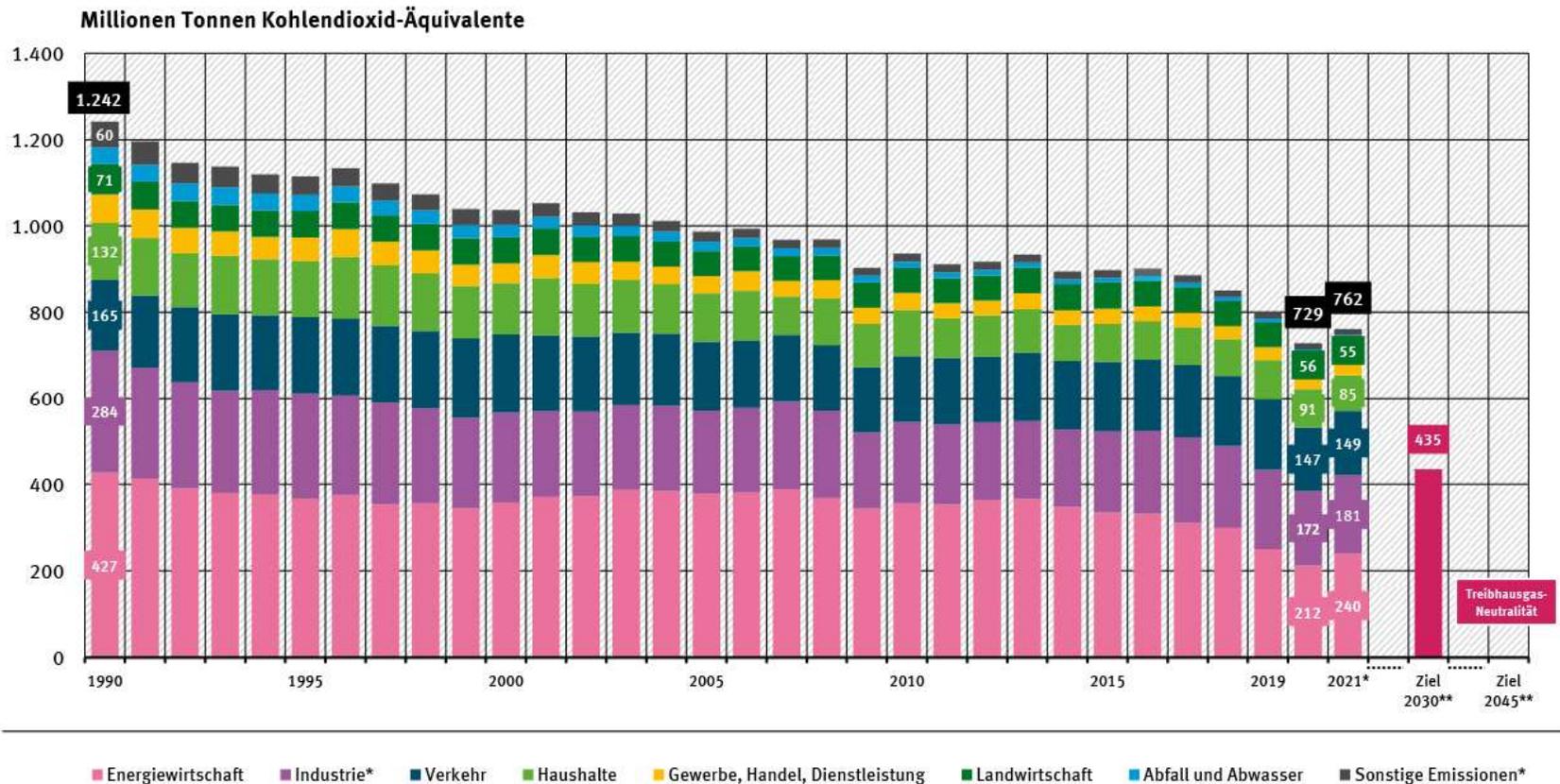
2) **Nachrichtlich Jahr 2020: CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 16,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LUCF 739 – 16,5 = 722,5 Mio t CO₂ äquiv**

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI Energiedaten, Tab. 10; 1/2022; Stat. BA 9/2021; UBA 3/2022

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren in Deutschland 1990/2021, Ziele bis 2045 (2)

Jahr 2021: Gesamt 762 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2021 - 38,6%*
9,2 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Emission der von der UN-Klimarahmenkonvention abgedeckten Treibhausgase



Emissionen nach Kategorien der UN-Berichterstattung ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
 * Industrie: Energie- und prozessbedingte Emissionen der Industrie (1.A.2 & 2);
 Sonstige Emissionen: Sonstige Feuerungen (CRF 1.A.4 Restposten, 1.A.5 Militär) & Diffuse Emissionen aus Brennstoffen (1.B)
 ** Ziele 2030 und 2045: entsprechend der Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 12.05.2021

Quelle: Umweltbundesamt, Nationale Treibhausgas-Inventare 1990 bis 2020
 (Stand 01/2022), für 2021 vorläufige Daten (Stand 15.03.2022)

* Daten 2021 vorläufig, Stand 03/2022

Ziele der Bundesregierung bis 2045

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Quelle: UBA 03/2022 aus Internet

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) **nach Sektoren** in Deutschland 1990/2021 (3)

Jahr 2021: Gesamt 762 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2021 – 39,0%*
9,3 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Pos.	Benennung	Treibhausgase Mio. t CO ₂ -Äquivalent		Anteile 2021 (%)	Veränderung 1990/2021 (%)
		1990	2021		
ohne CO₂ aus Landnutzung Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)					
1	Energiewirtschaft	466	247	32,0	- 47,0
2	Industrie ¹⁾	284	179	23,3	- 37,0
3	Verkehr	164	146	18,9	- 11,0
4	Gebäude ²⁾	210	125	16,2	- 40,5
5	Landwirtschaft	87	66	8,5	- 24,1
6	Abfallwirtschaft + Sonstiges	38	9	1,1	- 76,3
1-6	Gesamt	1.249	762	100	- 39,0
Nachrichtlich		1990	2021	2021	
7	Internationaler Luft- und Seeverkehr	18,6	36,9 (20)	2,3 (20)	+ 98,4
8	LULUCF	- 31	- 16,5 (20)	- 1,8 (20)	- 46,8
1-8	Gesamt mit Nachrichtlich	1.236,6	792,4	100	- 35,9

* Daten 2021 vorläufig, Stand 3/2022

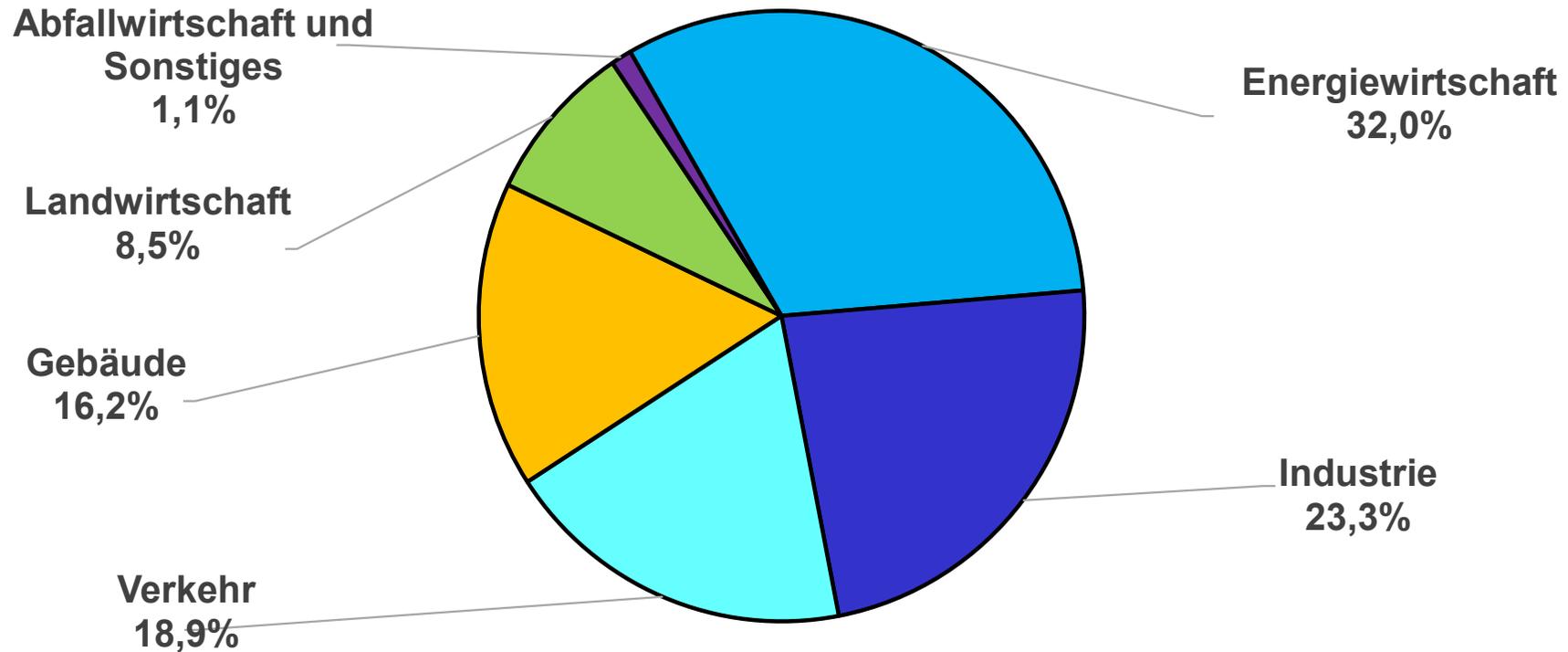
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Quellen: Agora Energiewende – Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021, Analyse, 1/2022, www.agora-energiewende.de;
BWWI – Energiedaten, Tab. 10, 1/2022; UBA 3/2022

Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren in Deutschland 2021 (4)

Gesamt 762 Mio. t CO₂-Äquivalent **ohne LULUCF**; Veränderung 1990/2021 – 38,6%*
9,3 t CO₂-Äquivalent/Kopf

ohne CO₂ aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) ²⁾



Grafik Bouse 2022

Energiewirtschaft hat den größten Anteil mit 32,0%

* Daten 2021 vorläufig; 1/2022

1) Bezug zum Jahr 1990: 1.249 Mio t CO₂äquiv.

2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 16,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LUCF 772 – 16,5 = 755,5 Mio t CO₂ äquiv.

Quellen: Agora Energiewende – Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021, Analyse, 1/2022, www.agora-energiewende.de;

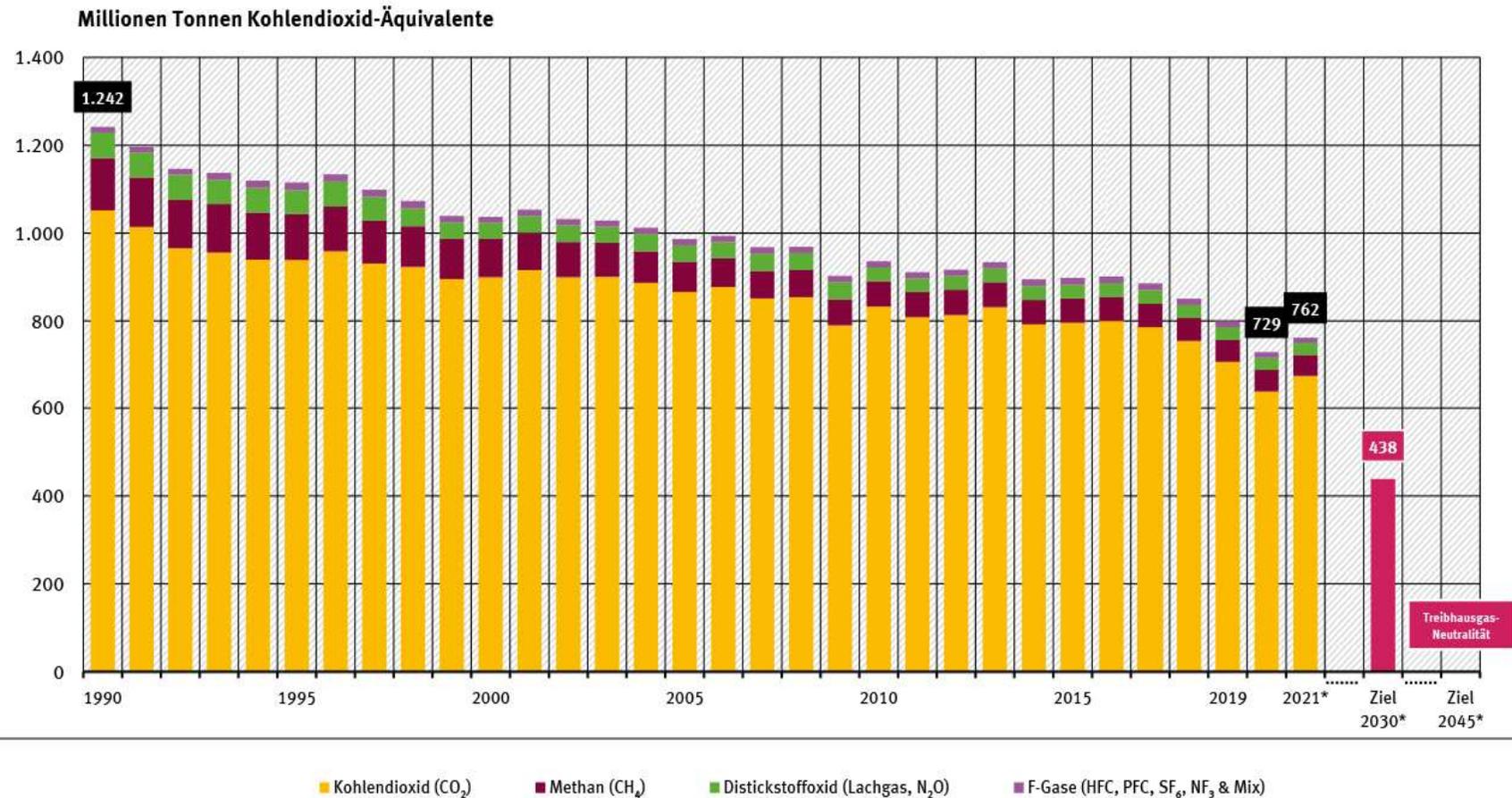
BWWI – Energiedaten, Tab. 10, 1/2022; UBA 15.03.2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Gasen in Deutschland 1990-2021, Ziele bis 2045 (5)

Jahr 2021: Gesamt 762 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2021 + 38,6%
9,2 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Treibhausgas-Emissionen seit 1990 nach Gasen



Emissionen ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
* Ziele 2030 und 2045: entsprechend der Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) vom 12.05.2021

Quelle: Umweltbundesamt, Nationale Treibhausgas-Inventare 1990 bis 2020
(Stand 01/2022), für 2021 vorläufige Daten (Stand 15.03.2022)

* Daten 2021 vorläufig, Stand 03/2022

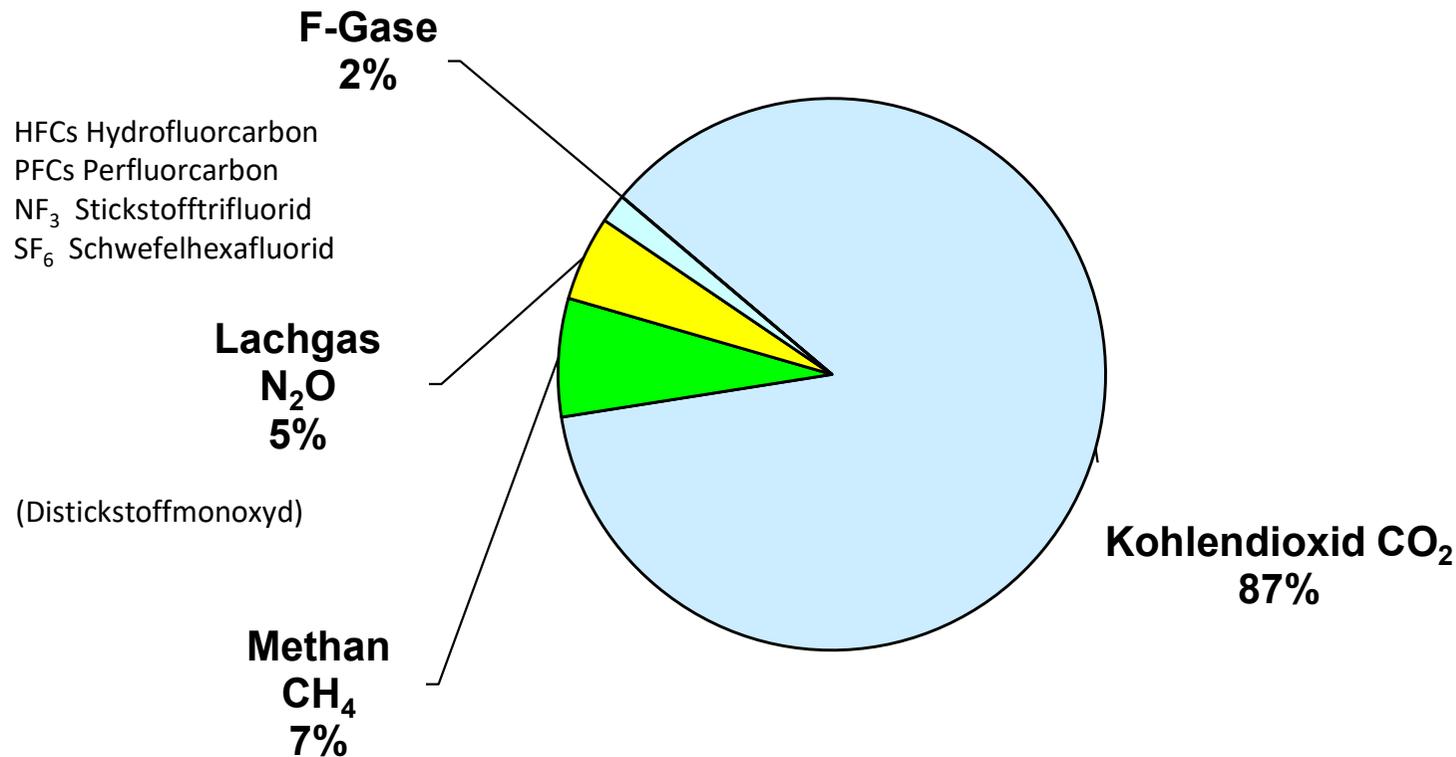
Ziele der Bundesregierung bis 2045

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Quelle: UBA 03/2022 aus Internet

Treibhausgasemissionen (THG) nach Gasen in Deutschland 2020 (6)

Jahr 2020: Gesamt 729 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2020 – 41,3%*
8,8 t CO₂-Äquivalent/Kopf



Treibhausgas Kohlendioxid dominiert mit rund 87%

* Daten 2020 vorläufig, 9/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

1) Basisjahr 1.249 Mio t CO₂äquiv.; Jahr 1990: 1.249 Mio t CO₂äquiv.

Die Emissionen des Basisjahres setzen sich zusammen mit CO₂, CH₄, N₂O aus 1990 und F-Gase HFCs, PFCs und SF₆ aus 1995.

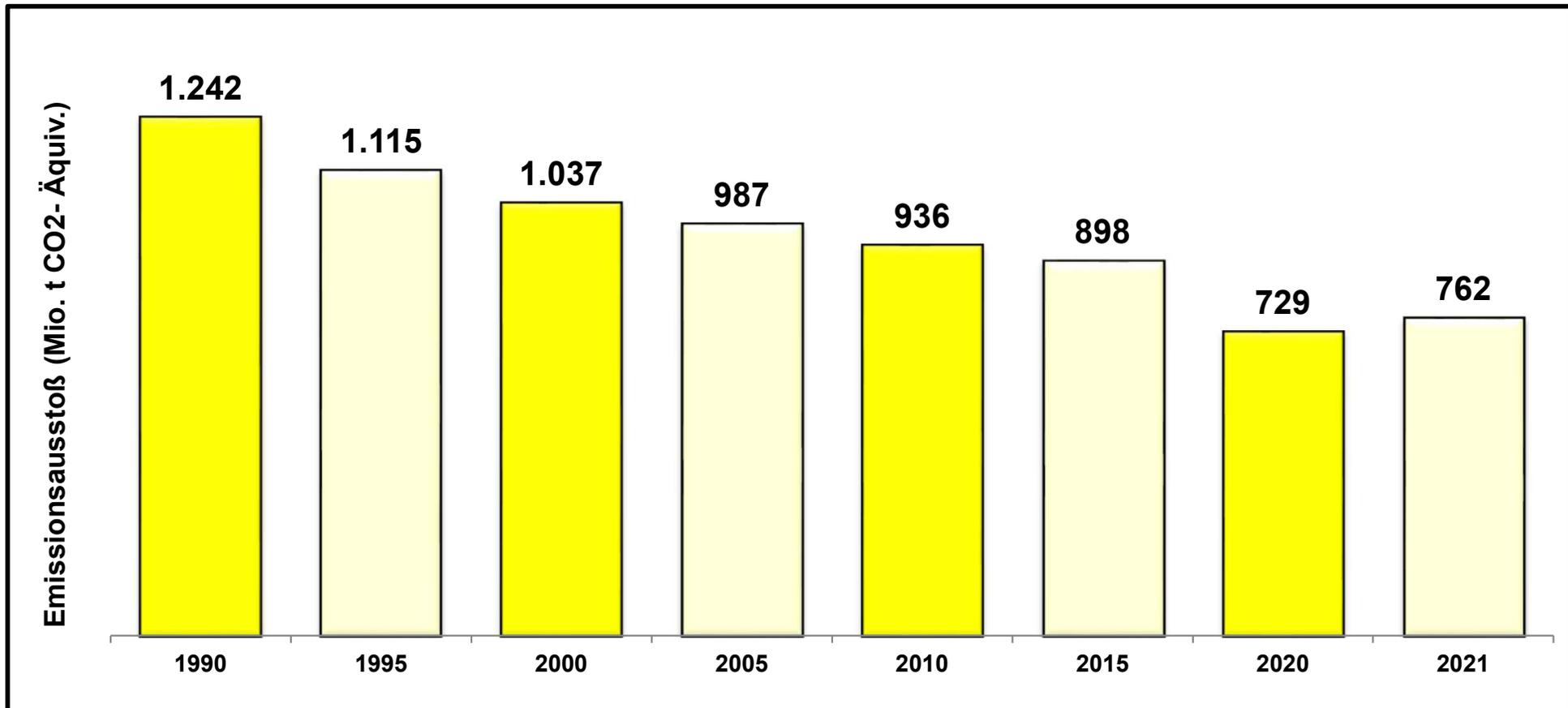
Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

2) Nachrichtlich 2020: CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 16,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LULUCF 739 - 16,5 = 722,5 Mio t CO₂ äquiv.

Treibhausgas (THG)-Emissionen nach Kategorien in Deutschland 2021 (7)

Jahr 2021: Gesamt 762 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2021 – 38,2%*
9,2 t CO₂-Äquivalent/Kopf

ohne CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



Grafik Bouse 2022

* Daten 2021 vorläufig; 3/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

1) Basisjahr 1.255 Mio t CO₂äquiv.; Jahr 1990: 1.242 Mio t CO₂äquiv.

Die Emissionen des Basisjahres setzen sich zusammen mit CO₂, CH₄, N₂O aus 1990 und F-Gase HFCs, PFCs und SF₆ aus 1995.

Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

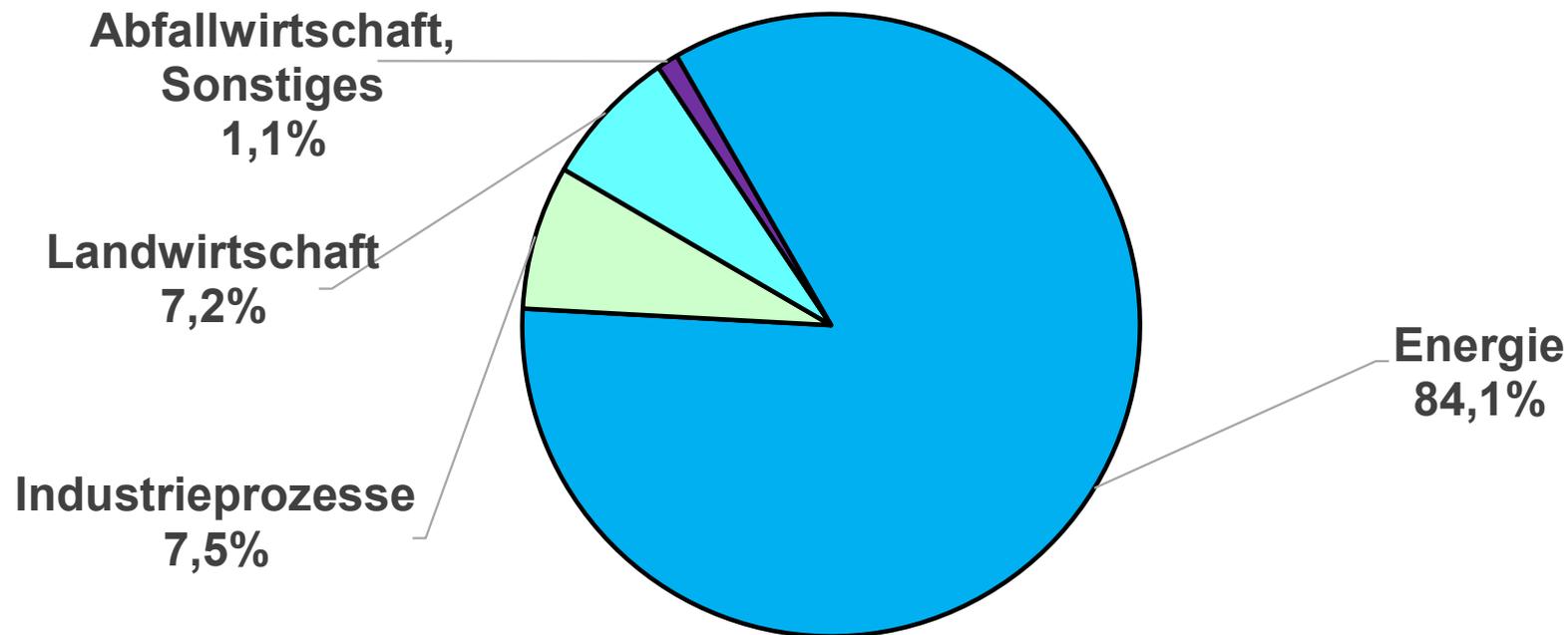
2) Nachrichtlich Jahr 2020: CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 16,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LUCF 762 – 12 = 750 Mio t CO₂ äquiv

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI Energiedaten, Tab. 10; 1/2022; Stat. BA 9/2021; UBA – THG nach Kategorien 3/2022 aus Internet

Treibhausgas (THG)-Emissionen nach Kategorien in Deutschland 2021 (8)

Gesamt 762 Mio. t CO₂-Äquivalent; Veränderung 1990/2021 - 38,6%
9,2 t CO₂-Äquivalent/Kopf

ohne CO₂ aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) ^{1,2)}



Energie hat den größten Anteil mit 84,2%

* Daten 2021 vorläufig; 3/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt nach Zensus 2011) 83,2 Mio.

1) Jahr 1990: 1.242 Mio t CO₂äquiv.

Die Emissionen des Basisjahres setzen sich zusammen mit CO₂, CH₄, N₂O aus 1990 und F-Gase HFCs, PFCs und SF₆ aus 1995.

Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

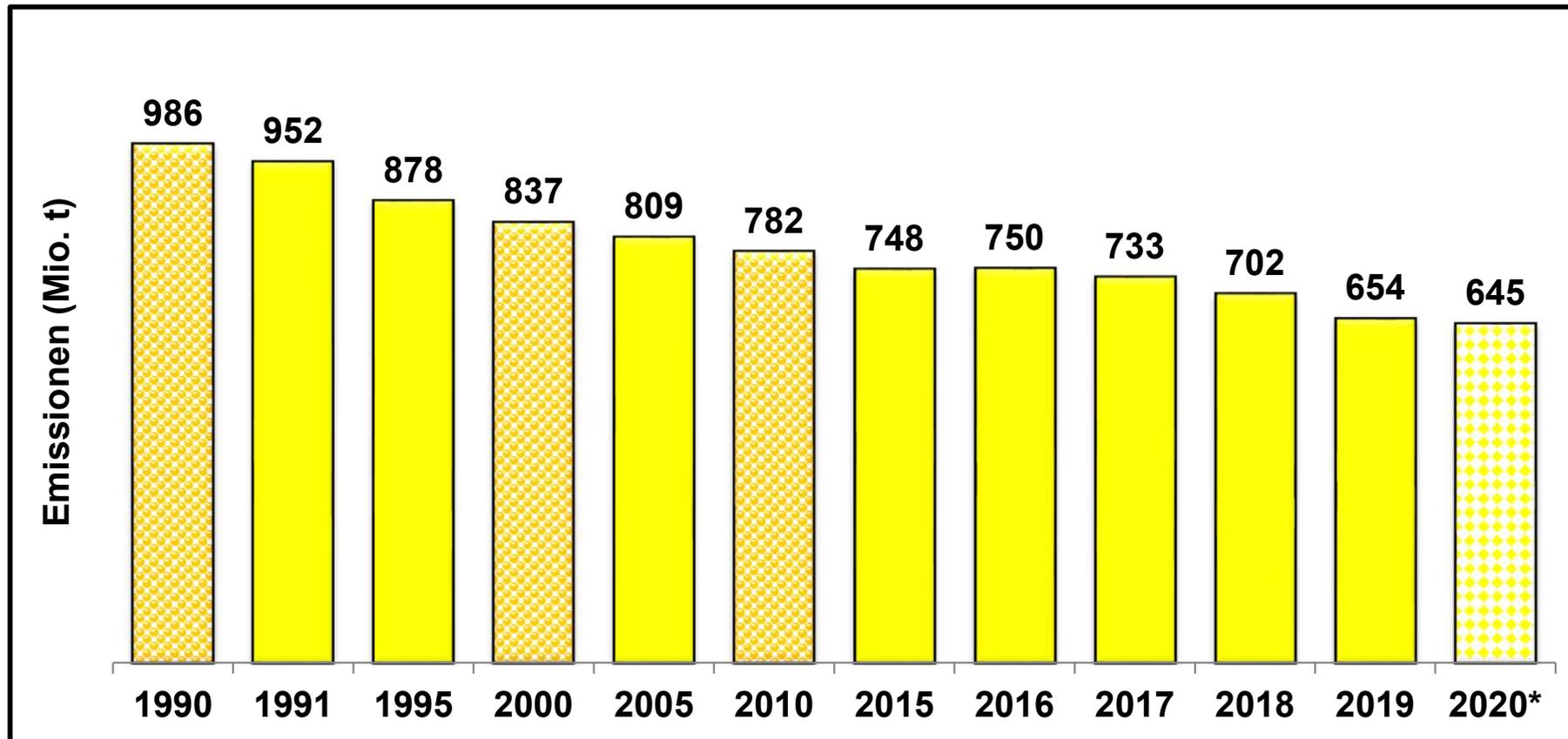
2) Nachrichtlich: CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft -11 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LUCF 762 – 11 = 851 Mio t CO₂äquiv.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI Energiedaten, Tab. 10; 1/2022; UBA THG nach Kategorien 3/2022 aus Internet

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen in Deutschland 1990-2020 (1)

Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO₂ /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO₂ Äqui.

ohne CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



Grafik Bouse 2022

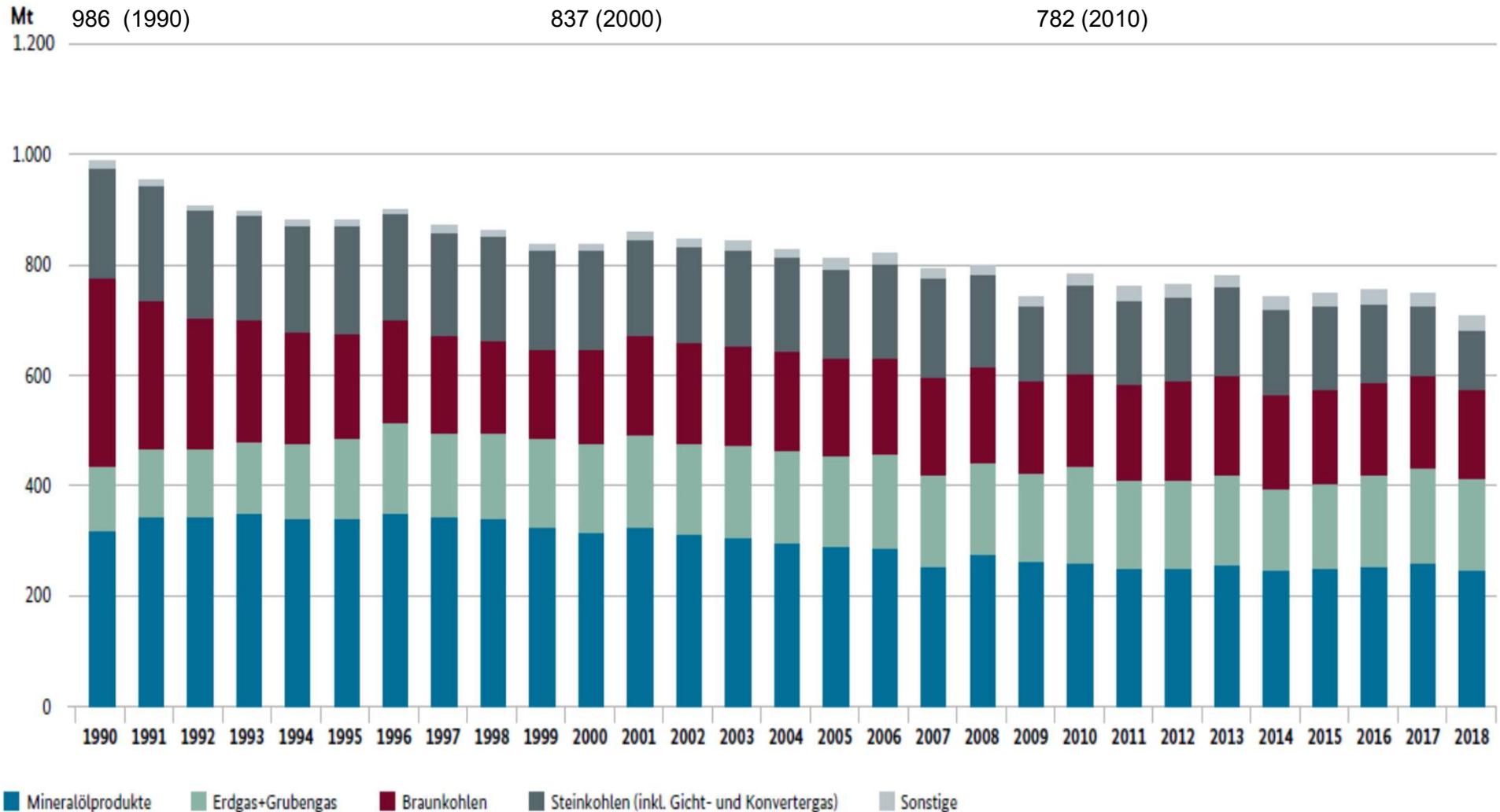
* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020 = 83,2 Mio.

Angaben mit diffusen Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen (Jahr 1990 / 2019 4,1 / 2,0 Mio. t CO₂)

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen nach Energieträgern in Deutschland 1990-2020 (2)

Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO₂ /Kopf;
 THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO₂ Äqui.



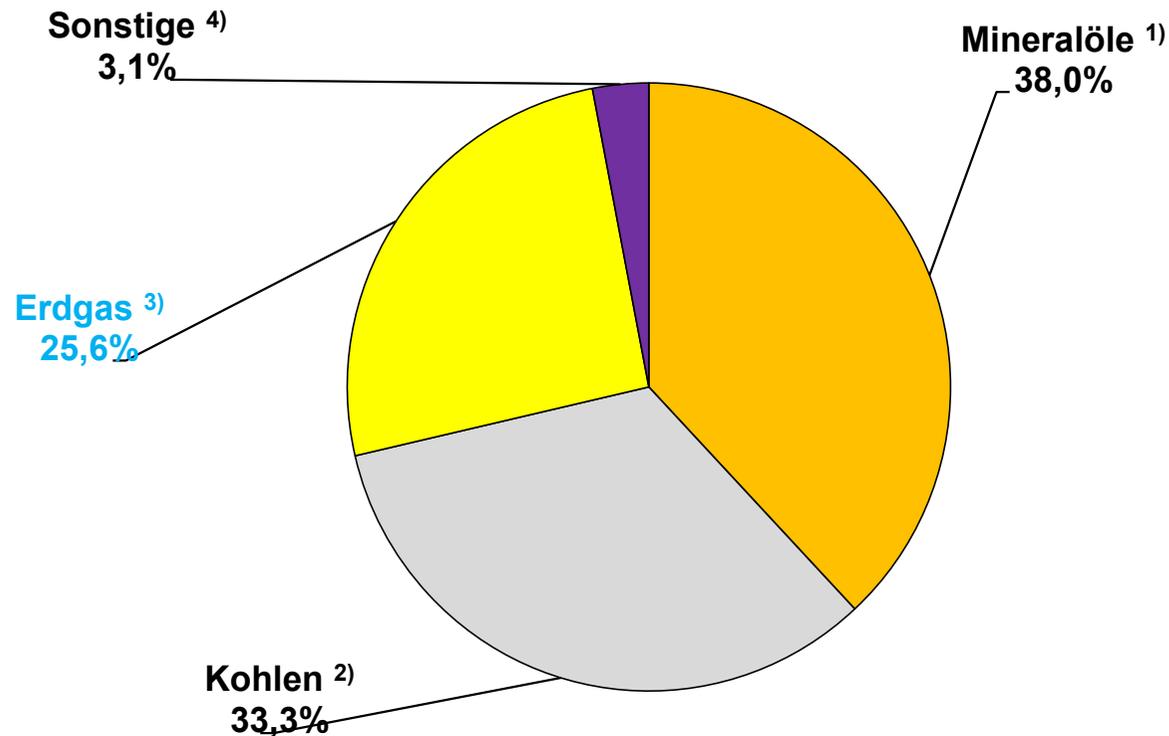
* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio

- 1) Feste Brennstoffe einschl. Kokerei-, Stadt- und Brenngas 2) Flüssige Brennstoffe einschl. Flüssig- und Raffineriegas; ohne Flugtreibstoff für den internat. Verkehr
 3) Erdgas, Erdölgas und Grubengas 4) Sonstige einschl. statistischer Differenzen

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen nach Energieträgern in Deutschland 2019 (3)

Gesamt 654 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2019 – 28,2%; 7,9 t CO₂ /Kopf;
THG-Anteil 81,7% von 800 Mio. t CO₂ Äqui.



* Daten 2019 vorläufig, Stand 03/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 83,2 Mio

1) Feste Brennstoffe einschl. Kokerei-, Stadt- und Brenngas 2) Flüssige Brennstoffe einschl. Flüssig- und Raffineriegas; ohne Flugtreibstoff für den internat. Verkehr

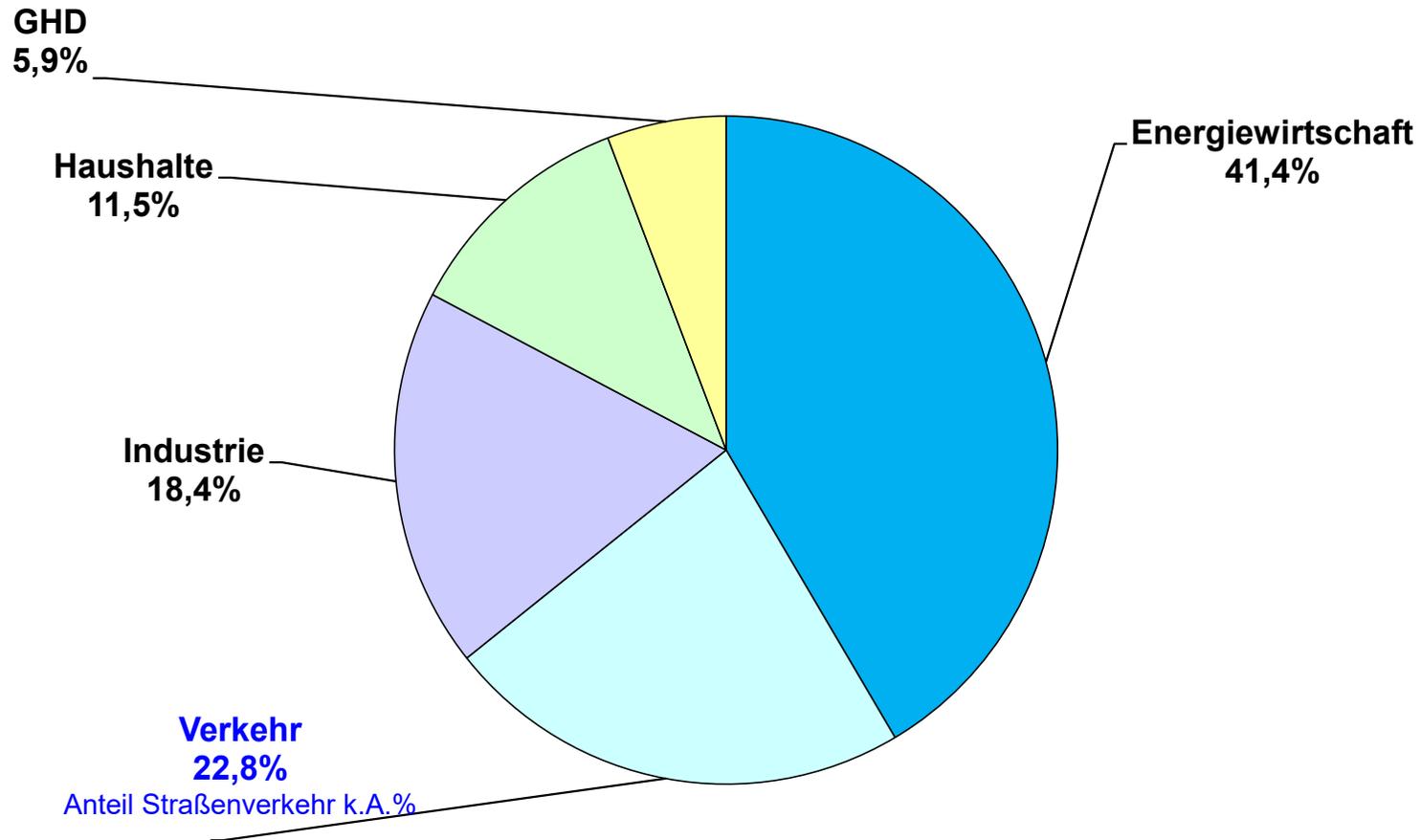
3) Erdgas, Erdölgas und Grubengas

4) Sonstige einschl. statistischer Differenzen

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) + AGEBAus BMWI Energiedaten, gesamt, Grafik/Tab. 11, 01/2022; Stat. BA 3/2022; UBA 5/2019; BMU 4/2019

Energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen nach Sektoren in Deutschland 2018 (5)

**Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO₂ /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO₂ Äqui.**



* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Jahr 1990 986 Mio. CO₂, Jahr 2018 708 Mio. CO₂

Angaben ohne diffuse Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen (Jahr 1990/2018 4,1/ 2,4 Mio. t CO₂)

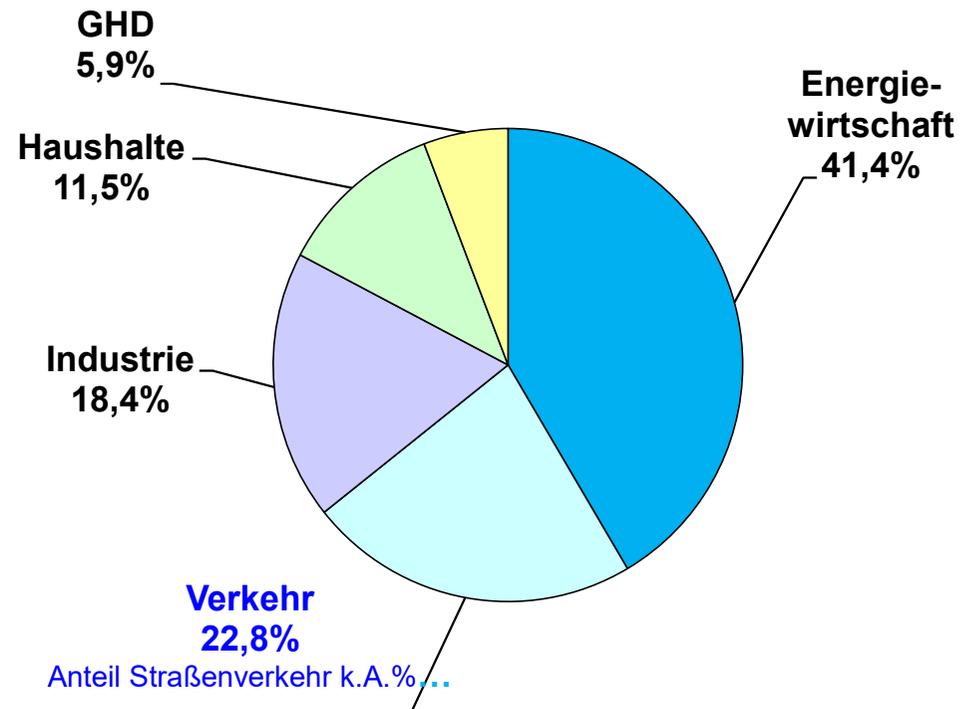
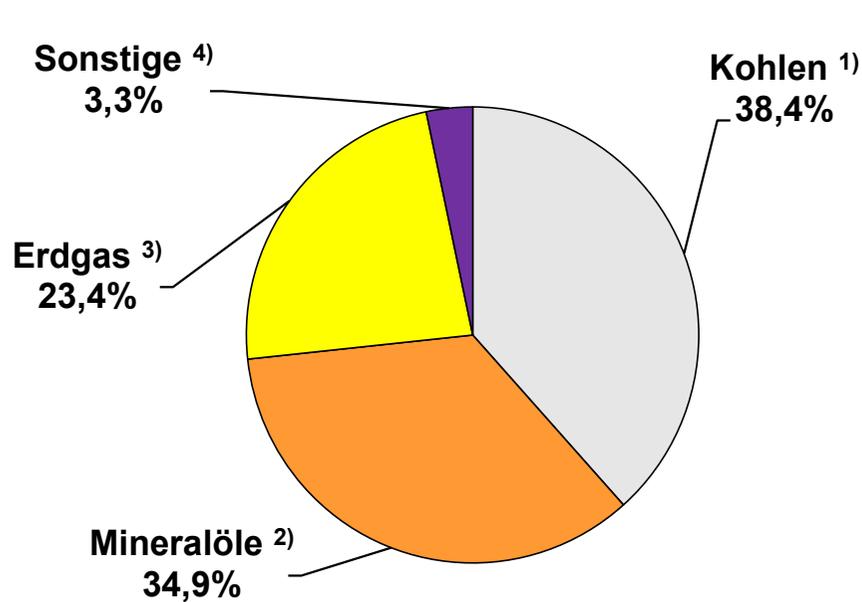
- 1) Feste Brennstoffe: Anteile Braunkohle 22,8%, Steinkohle 15,6%
- 2) Flüssige Brennstoffe: Mineralöle, z.B. Kraftstoffe, Heizöl, Flüssig- und Raffineriegas, ohne Flugtreibstoffverbrauch für den internationalen Luftverkehr,
- 3) Gasförmige Brennstoffe: Erdgas, Erdölgas und Grubengas
- 4) Sonstige: z.B. Abfallanteil, Ersatzbrennstoffe und stat. Differenzen

Energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen nach Energieträgern und Sektoren in Deutschland 2018 (6)

Aufteilung nach Energieträgern (Tab. 11)

Aufteilung nach Sektoren (Tab. 9)

Gesamt 708 Mio. t CO₂; Veränderung 90/18 - 28,2%
8,5 t CO₂/Kopf



Grafik Bouse 2019

* Daten 2018 vorläufig, Stand 9/2019

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2018: 82,9 Mio.

Jahr 1990 986 Mio. CO₂, Jahr 2018 708 Mio. CO₂

Angaben ohne diffuse Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen (Jahr 1990/2018 4,1/ 2,4 Mio. t CO₂)

1) Feste Brennstoffe: Anteile Braunkohle 22,8%, Steinkohle 15,6%

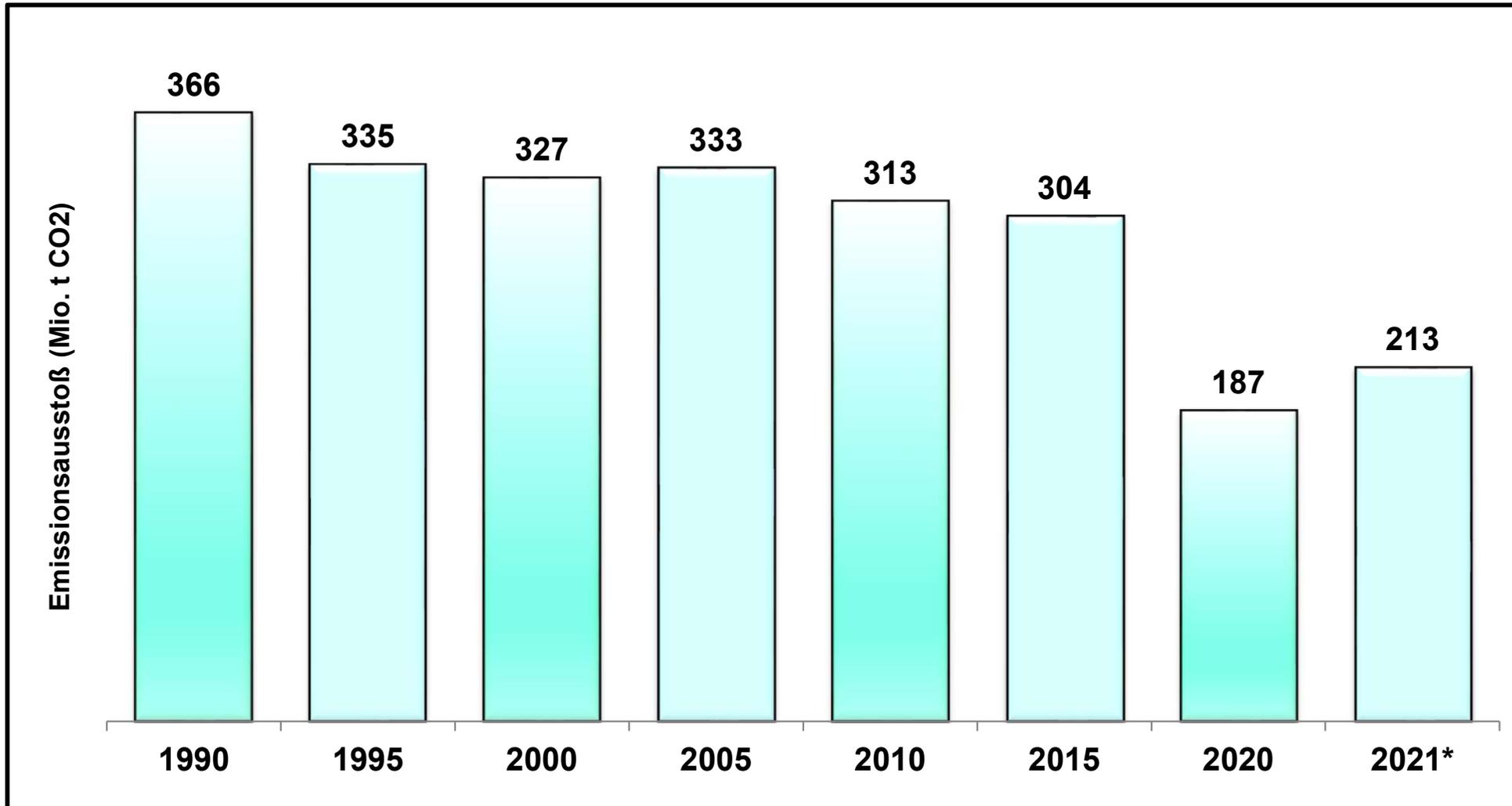
2) Flüssige Brennstoffe: Mineralöle, z.B. Kraftstoffe, Heizöl, Flüssig- und Raffineriegas, ohne Flugtreibstoffverbrauch für den internationalen Luftverkehr,

3) Gasförmige Brennstoffe: Erdgas, Erdölgas und Grubengas

4) Sonstige: z.B. Abfallanteil, Ersatzbrennstoffe und stat. Differenzen

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland 1990-2021 (1)

Jahr 2021: Gesamt 213 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2021 – 36,0%,
2,6 t CO₂ /Kopf;



Grafik Bouse 2022

* Daten 2021 vorläufig, Stand 1/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

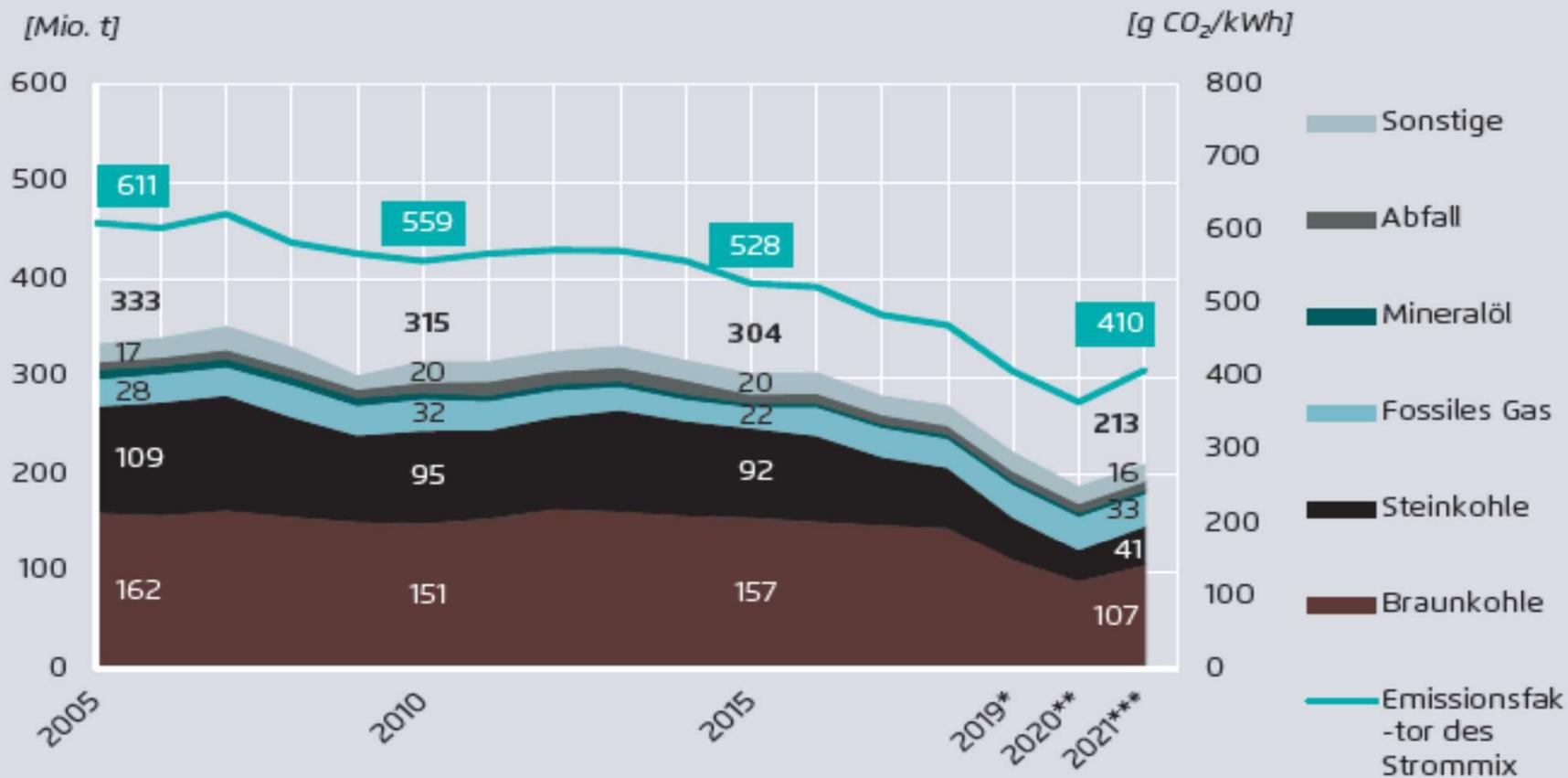
Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 11; 1/2022; Agora Energiewende – Energiewende im Stromsektor 2021, S. 27, 1/2022 aus www.agora-energiewende.de

Entwicklung CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und Beitrag Strommix in Deutschland von 1990 bis 2021 (2)

**Jahr 2021: Gesamt 213 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2021 – 36,0%,
2,6 t CO₂ /Kopf;
Strommix 410 g CO₂ /kWh**

Sinkender Erneuerbaren-Anteil wirft Deutschland zurück; 2030 sollen es 80 Prozent sein:
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2000 bis 2021 und Ziele

Abbildung 4-7



Umweltbundesamt (2021b); *vorläufige Angaben, ** Schätzung Umweltbundesamt, ***Berechnungen von Agora Energiewende

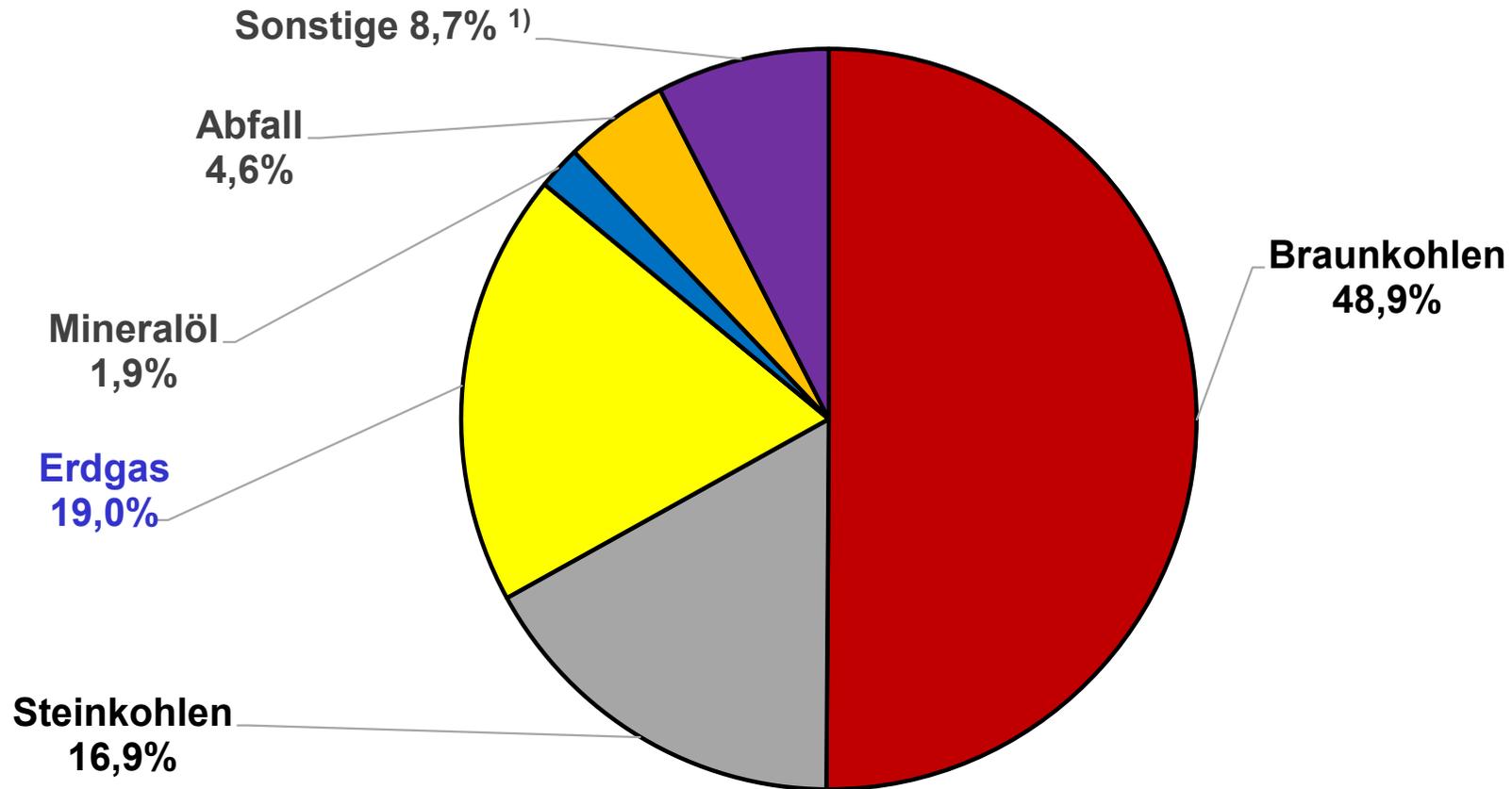
* Daten 2021 vorläufig, Stand 1/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2021, 1/2022, www.agora-energiewende.de

Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) bei der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 2020 (3)

Gesamt 186,6 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 - 49,1%,
2,2 t CO₂ /Kopf;



Dominant sind die Kohleanteile mit 65,8%

Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt nach Zensus 2011) 2020: 83,2 Mio.

1) Sonstige: Gichtgas, Grubengas, Kokereigas, Brenngas

Quellen: UBA-Datenbank "Zentrales System Emissionen" (ZSE) aus UBA – Climate Change „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) des deutschen Strommix 1990-2019“, 4/2020 und BMWI Energiedaten Gesamtausgabe, Tab. 11, 1/2022

Beispiele aus der Praxis

Flüssiggas, Wirtschaft

Die Besonderheiten von verflüssigtem Erdgas in Deutschland, Stand 2/2023 (1)

Tief kalt und hohe Dichte

Die Besonderheiten von verflüssigtem Erdgas

Berlin – Die Sicherheit der deutschen Energieversorgung durchläuft tiefgreifende Veränderungsprozesse: Bei der Nutzung heimischer Ressourcen ersetzen klimaneutrale erneuerbare Energiequellen Kohle und Kernenergie. Bei den Importenergien wird neu über Diversifikation und Versorgungsketten diskutiert. Zur Sicherung der Erdgasversorgung errichtet Deutschland seit 2022 eigene Terminals für die Anlandung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Die LNG-Technologie eröffnet zugleich Perspektiven für den Import anderer verflüssigter Gase.

Klare und verständliche Definitionen ordnen Begriffsvielfalt

Deutschland hat sich entschlossen, Erdgaslieferungen aus Russland durch Beschaffungen aus anderen Ländern insbesondere über die LNG-Kette zu ersetzen. Dazu wird in den Jahren 2022 bis 2027 eine küstennahe Anlande-Infrastruktur einschließlich der notwendigen Netzanbindungen geschaffen. Ein neuer gesetzlicher Rahmen sieht beschleunigte und vereinfachte Genehmigungsverfahren aber auch eine Befristung des Anlagenbetriebs bis 2044 vor.

Im Zuge der aktuellen Energiekrise, des weitgehenden Stopps russischer Erdgaslieferungen sowie des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland entstand eine verwirrende Begriffsvielfalt für die Arten und die Verwendungsstufen von Gasen. Besonders häufig ist die Verwechslung von Flüssiggas (LPG) und Flüssigerdgas (LNG). Der begrifflichen Klarheit ebenso wie der Sprachökonomie dienen die zunehmend gebräuchlichen, aus den englischen Fachtermini gebildeten Abkürzungen.

LNG ist bei atmosphärischem Druck durch Kühlung auf einen Temperaturbereich zwischen Minus 161 bis 164 Grad Celsius verflüssigtes Erdgas, das im Wesentlichen aus Methan besteht. LNG steht für Liquefied Natural Gas. Andere Bezeichnungen sind GNL für Gaz Naturel Liquéfié (französisch) oder Flüssigerdgas (deutsch).

CNG ist komprimiertes Erdgas, das überwiegend aus Methan besteht. CNG steht dabei für Compressed Natural Gas. CNG wird den örtlichen oder regionalen Gasnetzen entnommen, bei Umgebungstemperatur auf ein Niveau von etwa 200 bar komprimiert und vor allem als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge eingesetzt.

LPG oder Flüssiggas ist ein Gasgemisch, das vor allem aus Propan (C_3H_8) und Butan (C_4H_{10}) besteht. LPG steht für Liquefied Petroleum Gas und wird bereits unter geringem Druck flüssig. Flüssiggas wird als natürliches Nebenprodukt bei der Raffinierung von Erdöl gewonnen und ist vielfältig einsetzbar, unter anderem auch als sogenanntes Autogas.

Biogas ist ein energiereiches Gasgemisch, das bei der Zersetzung von organischem Material unter Luftabschluss anfällt. Es besteht zu etwa 42 bis 75 Prozent aus Methan und wird in der Regel direkt in KWK-Anlagen eingesetzt oder zu Biomethan aufbereitet.

Biomethan ist aufbereitetes Biogas, das nach Trocknung, CO_2 -Abscheidung und Entschwefelung die gleichen Verbrennungseigenschaften wie Erdgas hat und in das Gasnetz eingespeist werden kann.

Deutschland errichtet eigene LNG-Infrastruktur

Zur Sicherung der deutschen Energieversorgung werden seit 2022 in Deutschland LNG-Terminals errichtet. Durch das 2022 in Kraft gesetzte LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) wurde für die Verkürzung und Verschlinkung der Genehmigungsprozesse sowie für eine Anpassung an die Mindestanforderungen der Europäischen Union gesorgt. Das Gesetz umfasst nicht nur stationäre LNG-Terminals, sondern auch schwimmende FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) sowie Anbindungspipelines, die die LNG-Terminals mit dem deutschen Gasnetz verknüpfen. Mit Blick auf die nationalen Klimaziele wird der Betrieb für LNG-Anlagen in Deutschland nur bis Ende 2044 genehmigt. Ein Weiterbetrieb der Anlagen über dieses Datum hinaus soll nur für Wasserstoff oder andere klimaneutrale Gase möglich sein.

Von den festgelegten LNG-Standorten befinden sich die Terminals Wilhelmshaven, Lubmin und Brunsbüttel bereits im Regelbetrieb. Die Inbetriebnahme des Terminals Stade ist für Anfang 2024 geplant. Zu diesen vier schwimmenden Terminals (FSRU) sollen ab 2026 weitere fest an Land errichtete Terminals hinzukommen oder schwimmende Anlagen ersetzen.

Über die bisher errichteten vier schwimmenden Anlagen können rund 14 Milliarden Kubikmeter verflüssigtes Erdgas pro Jahr angelandet werden. Bis Anfang 2024 wird sich die Kapazität auf bis zu 37 Milliarden Kubikmeter erhöhen.

Komplexe LNG-Kette

Ein LNG-Terminal ist der logistische Knotenpunkt für Entladung von LNG-Tankern, für die Regasifizierung und Einspeisung in das Gas-Netz oder die verflüssigte Einlagerung in Tanks. Verflüssigtes Erdgas kann auch in Kesselwagen per Schiene oder mit geeigneten Binnenschiffen transportiert werden. Die jährliche Kapazität der neuen stationären LNG-Terminals beträgt bis zu 13 Mrd. cbm.

LNG-Tanker transportieren in zumeist kugelförmigen Tanks verflüssigtes Erdgas und bilden eine erprobte Alternative zum Pipeline-Transport. Durchschnittlich verfügen die Schiffe über Transportkapazitäten zwischen 120.000 und 145.000 cbm. Der zur Zeit größte Tanker hat eine Ladefähigkeit von 266.000 cbm. Rund 500 LNG-Tanker sind derzeit weltweit in Betrieb.

Die Besonderheiten von verflüssigtem Erdgas in Deutschland, Stand 2/2023 (2)

Diskutiert wird deshalb auch die Verflüssigung von Ammoniak. Hierzu reicht bereits eine Abkühlung auf etwa minus 33 Grad Celsius. Die Verfahren dazu sind zum Beispiel in der Produktion von Düngemitteln erprobt und Ammoniak weist eine hohe Energiedichte auf.

LNG-Terminals lassen sich grundsätzlich und mit Anpassungen auch für andere Gase nutzen. Zukünftig könnten Anlagen und Erfahrungen für die Beschaffung und den Einsatz von flüssigem (grünen) Wasserstoff oder Derivaten wie Ammoniak genutzt werden und damit die ab 2045 angestrebte Klimaneutralität unterstützen.

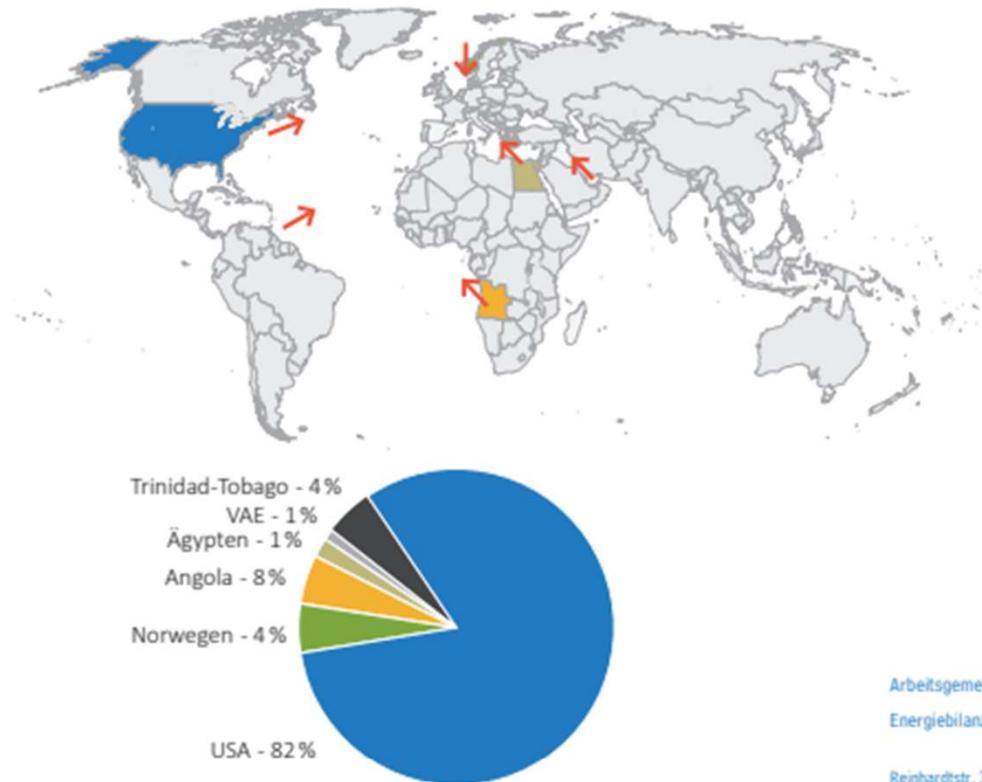
LNG in der Energiebilanz

Erreicht flüssiges Erdgas per Tankschiff seinen Zielort, wird es typischerweise am Anlandepunkt (LNG-Terminal) re-gasifiziert und über das Gasverteilnetz an die Verbraucher im Inland verteilt. Vor diesem Hintergrund findet in der Energiebilanz keine Unterscheidung des importierten Erdgases nach Transportweg (LNG oder Pipeline) statt. Erdgas im Sinne der Energiebilanz umfasst folglich verflüssigtes Erdgas (umgerechnet auf die Gasphase, in Mio. kWh zum unteren Heizwert H_i), CNG sowie Pipelinegas.

Verluste, die bei der Umwandlung von LNG in die Gasphase entstehen, werden (sofern diese Daten empirisch zur Verfügung stehen) als Energieverbrauch im Energieumwandlungssektor „Erdöl- und Erdgasgewinnung“ (Energiebilanzzeile 37) erfasst. Nach dem Inlandskonzept sind sämtliche Umwandlungs- und Leistungsverluste in der Bilanz zu erfassen, soweit sie innerhalb der Landesgrenzen anfallen.

Der Energieeinheitenumrechner der AG Energiebilanzen (www.ag-energiebilanzen.de/energieeinheitenumrechner/) berücksichtigt bei den physischen Einheiten LNG in der Einheit Kilogramm bezogen auf die Flüssigphase bei minus 162 Grad Celsius.

Grafik 1 / Direkte LNG-Importe nach Herkunftsländern
Januar bis Dezember 2023 - gesamt 70,0 Mrd. kWh



Quellen: Vesselfinder, BDEW, BGR, FNB

Arbeitsgemeinschaft
Energiebilanzen e.V.

Reinhardtstr. 32
10117 Berlin

Ansprechpartner
Hans Georg Buttermann
h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de
t 0251/48 82 315
Michael Nickel
m.nickel@ag-energiebilanzen.de
t 030/300 199 0

Erstes deutsches Flüssigerdgas-Terminal eröffnet am Standort Wilhelmshaven am 17.12.2022

Erstes deutsches Flüssig-Erdgas-Terminal eröffnet am Standort Wilhelmshaven

Heute wurde der erste deutsche Standort für den Betrieb einer Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) für den Import von Flüssigerdgas (LNG) in Wilhelmshaven offiziell eröffnet. Das Spezia Schiff, die "Esperanza", ist beladen mit rund 165 000 m³ LNG in Wilhelmshaven angekommen. In den nächsten Tagen wird die erste Regasifizierung stattfinden, bevor im Januar der reguläre Betrieb startet. Die FSRU Esperanza wird ab Januar eine Regasifizierungs-kapazität von ca. 5 Mrd. m³/Jahr bieten und stellt damit einen ersten Meilenstein in der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands dar.

Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz Robert Habeck: „Wir machen heute einen sehr wichtigen Schritt für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Und es zeigt, was Deutschland binnen weniger Monate auf die Beine stellen kann, wenn es sein muss. Deutschland kann Infrastruktur. Deutschland kann schnell sein, wenn es darauf ankommt. Alle Akteure in Bund, Ländern, in den Unternehmen haben sich dahintergeklemt und alles darangesetzt, eine komplett neue Infrastruktur aufzubauen. Jetzt folgen schon rasch weitere Terminals in Brunsbüttel und Lubmin, ebenfalls noch für diesen Winter. Wir sind insgesamt gut vorankommen. Aber natürlich sind wir noch nicht durch. Wir arbeiten in aller Konsequenz weiter – und pushen mit gleicher Konsequenz die Erneuerbaren Energien mit verbesserten regulatorischen Rahmenbedingungen und hoffentlich beim Energierat am kommenden Montag mit weiteren europaweit geltenden Beschleunigungsmaßnahmen. Und natürlich bleibt es weiter wichtig, sorgsam mit dem knappen Gut Gas umzugehen.“

Das Flüssigerdgasterminal in Wilhelmshaven ist eines von fünf staatlich gemieteten FSRUs. In Kürze wird auch das Spezia Schiff am Standort Brunsbüttel in Betrieb gehen. Dieses FSRU wird zunächst mit Blick auf die Leitungskapazitäten ca. 3,5 Mrd. m³ Kapazität pro Jahr und ab Ende 2023 7,5 Mrd. m³/Jahr liefern können.

Bereits am 16. August 2022 wurde zudem eine Absichtserklärung (Memorandum of Understanding, MoU zwischen BMWK, Uniper, RWE und EnBW/VNG über die Belieferung dieser FSRU unterzeichnet. Danach wollen die genannten Unternehmen ihre Lieferfenster für die Terminals in Brunsbüttel und Wilhelmshaven vom Jahreswechsel 2022/23 bis 31. März 2024 vollständig auslasten. Dadurch kann ein maximaler Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden.

Ebenso ist der Start einer privaten FSRU mit einer Kapazität von ca. 4,5 Mrd. m³ noch in diesem Winter in Lubmin vorgesehen. Die übrigen drei staatlichen FSRUs in Stade, Lubmin und ein zweites in Wilhelmshaven - jeweils mit einer Kapazität von ca. 5 Mrd. m³ pro Jahr und Schiff - sollen im Winter 2023/2024 zur Verfügung stehen.

Die Wirtschaft und das Erdgas in Deutschland 2020/22 (1)

Die Wirtschaft und das Gas

Chemie, Ernährung und Papier: Welche Branchen derzeit besonders abhängig sind von **fossiler Energie** aus Russland und wo Deutschland noch sparen kann

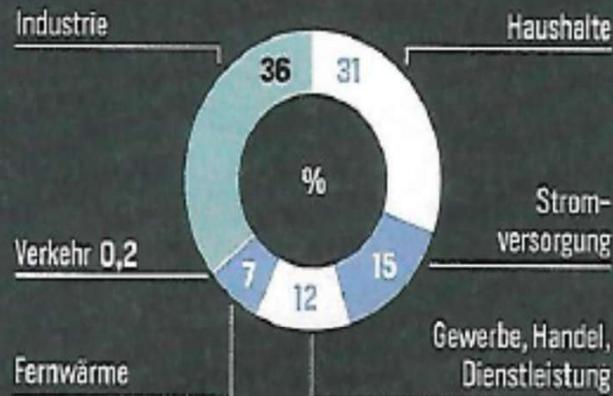
Substitutionspotenziale und Erdgasverbrauch in der Industrie (gerundet)

Wirtschaftssektor	Einsparpotenzial*	Endenergieverbrauch (TJ)
Grundstoffchemie	4%	202
Ernährung, Tabak	13%	118
Papiergewerbe	3%	74
Metallerzeugung	13%	64
Glas, Keramik	8%	60
Verarb. Steine u. Erden	9%	44
Metallbearbeitung	11%	42
Sonstige	10%	39
NE-Metalle, Gießereien	6%	36
Fahrzeugbau	9%	35
sonstige chem. Industrie	7%	34
Maschinenbau	12%	22
Gummi- u. Kunststoffwaren	9%	21
Gewinnung von Steinen u. Erden	9%	4

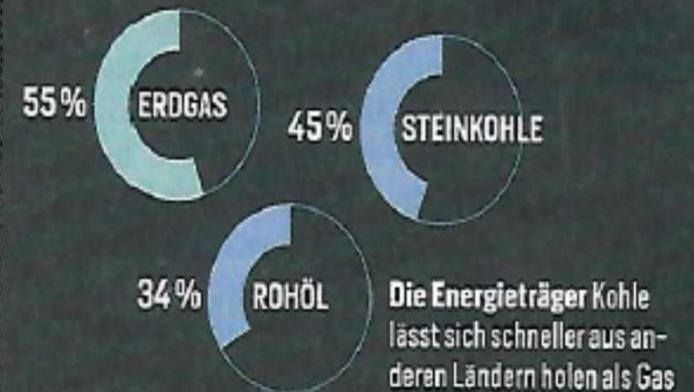
Gesamtverbrauch: 793 000 TJ
durchschnittl. Einsparpotenzial: 8%

*Substitutionspotenzial Erdgas durch elektrischen Strom, Öl oder erneuerbare Energien bis Herbst/Winter 2022

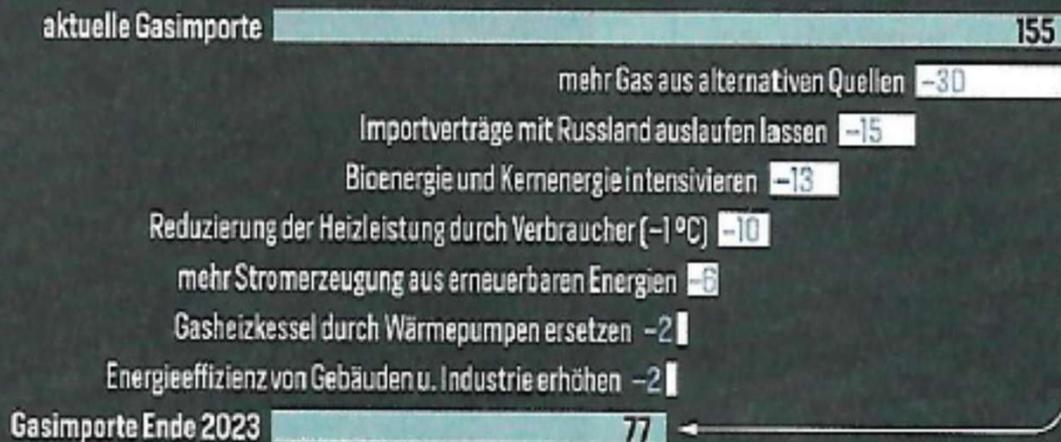
Gasverbrauch in Deutschland Anteile 2020 in Prozent (gerundet)



Anteile der Gesamteinfuhren der Energieträger aus Russland

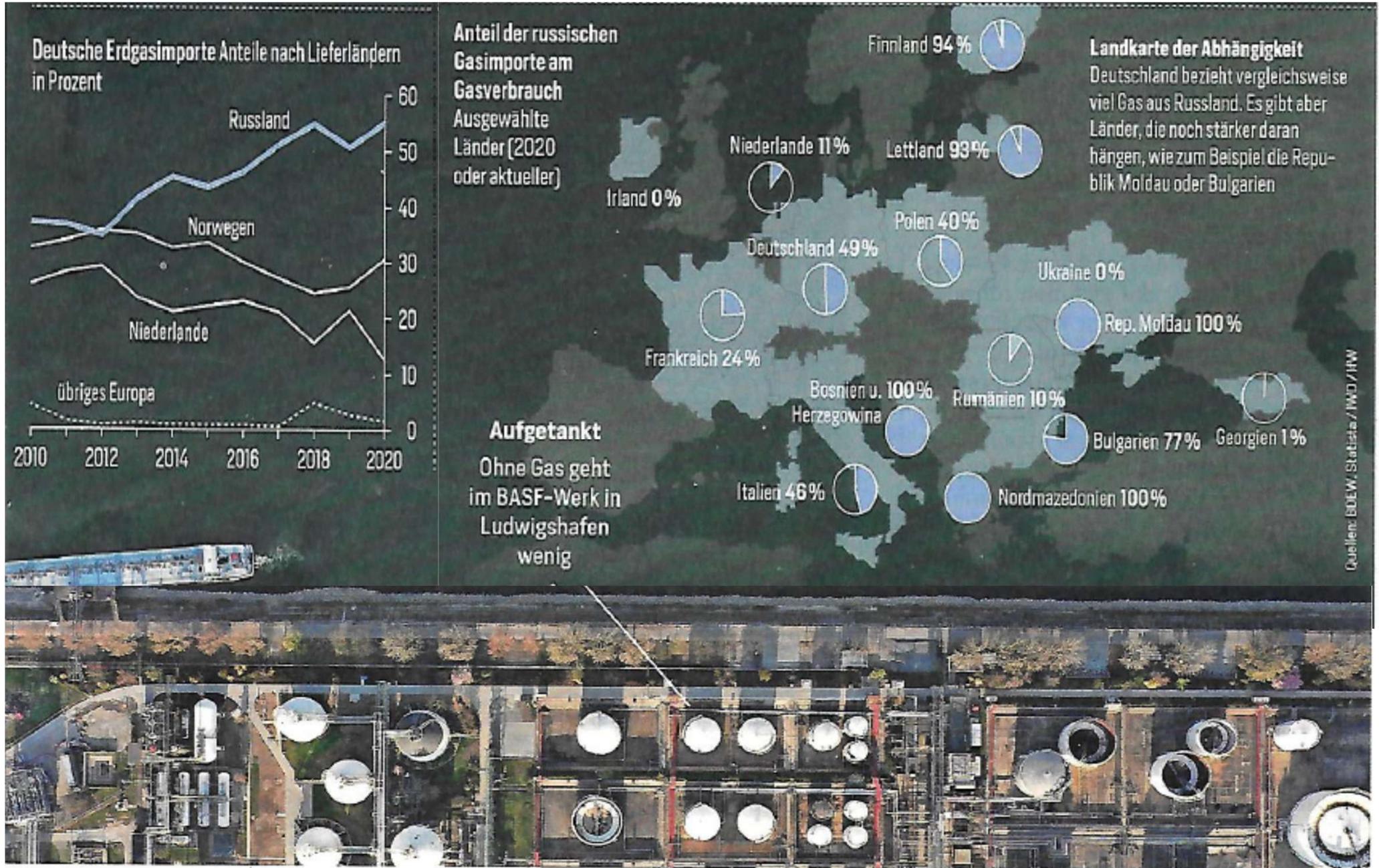


Geschätztes Einsparpotenzial bei Gasimporten aus Russland nach Maßnahme in Mrd. m³/Jahr



Der Ausweg Ein 10-Punkte-Plan der Internationalen Energieagentur (IEA) zeigt auf, wie wir die Gasimporte aus Russland reduzieren könnten. Eine Halbierung wäre demnach durchaus möglich

Die Wirtschaft und das Erdgas in Deutschland 2020/22 (2)



Fazit und Ausblick

Erdgasversorgung mit Gasnetz in Deutschland, Stand 1/2025 (1)

Große Krise auf kleiner Flamme

Auch wenn Deutschland diesen Winter nicht friert, ist die **Versorgung mit Gas** noch immer gefährdet

Die Lage ist derzeit zwar relativ entspannt – der Notfallplan der Bundesregierung gilt noch immer. In diesem Winter steht Deutschland genügend Gas zur Verfügung. Die Versorgung mit dem überlebenswichtigen Energieträger aber ist (auch wenn die Gasspeicher gerade gut gefüllt sind) durchaus kritisch.

Der Beginn des russischen Krieges gegen die Ukraine vor bald drei Jahren beendete den Traum einer sicheren, einfachen und vor allem gleichbleibend billigen Energie. Moskau schloss die Gas-Pipelines in den Westen – und Deutschland muss seither teures Flüssiggas (LNG) hauptsächlich aus den USA einkaufen und setzt insbesondere auf den Import von norwegischem Erdgas.

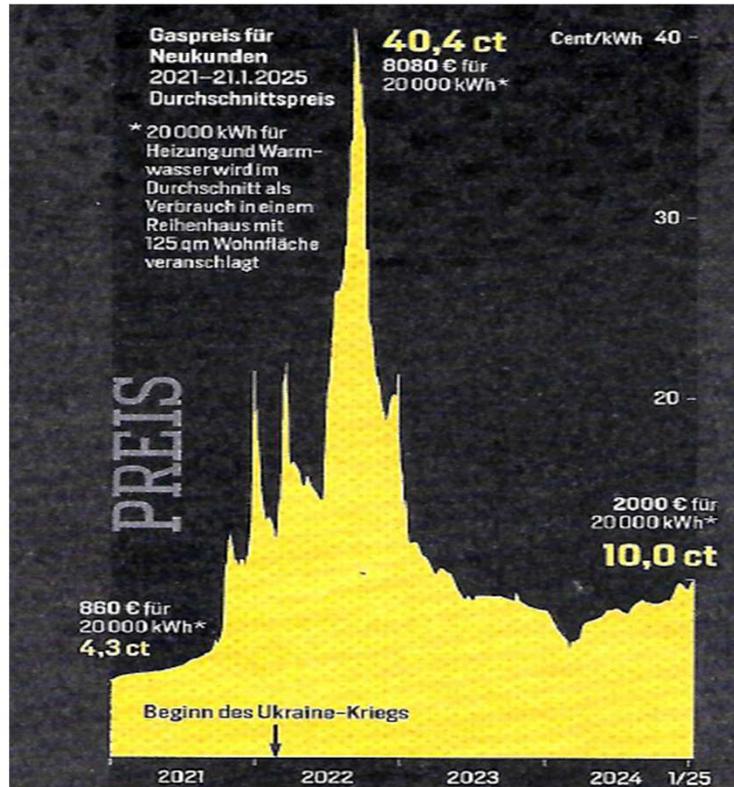
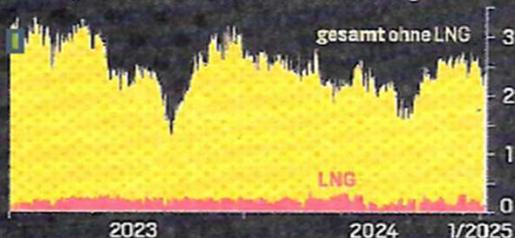
Die neuen Gasquellen bedeuten neue Risiken. Die Pipelines aus Norwegen, so warnt etwa der Branchenverband „Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft“, seien mögliche Angriffsziele von Saboteuren.

Die Attacken auf die Nord-Stream-Röhren in der Ostsee hätten gezeigt, wie verletzlich die kritische Infrastruktur des europäischen Energienetzes sei.

MARKUS KRISCHER

IMPORT

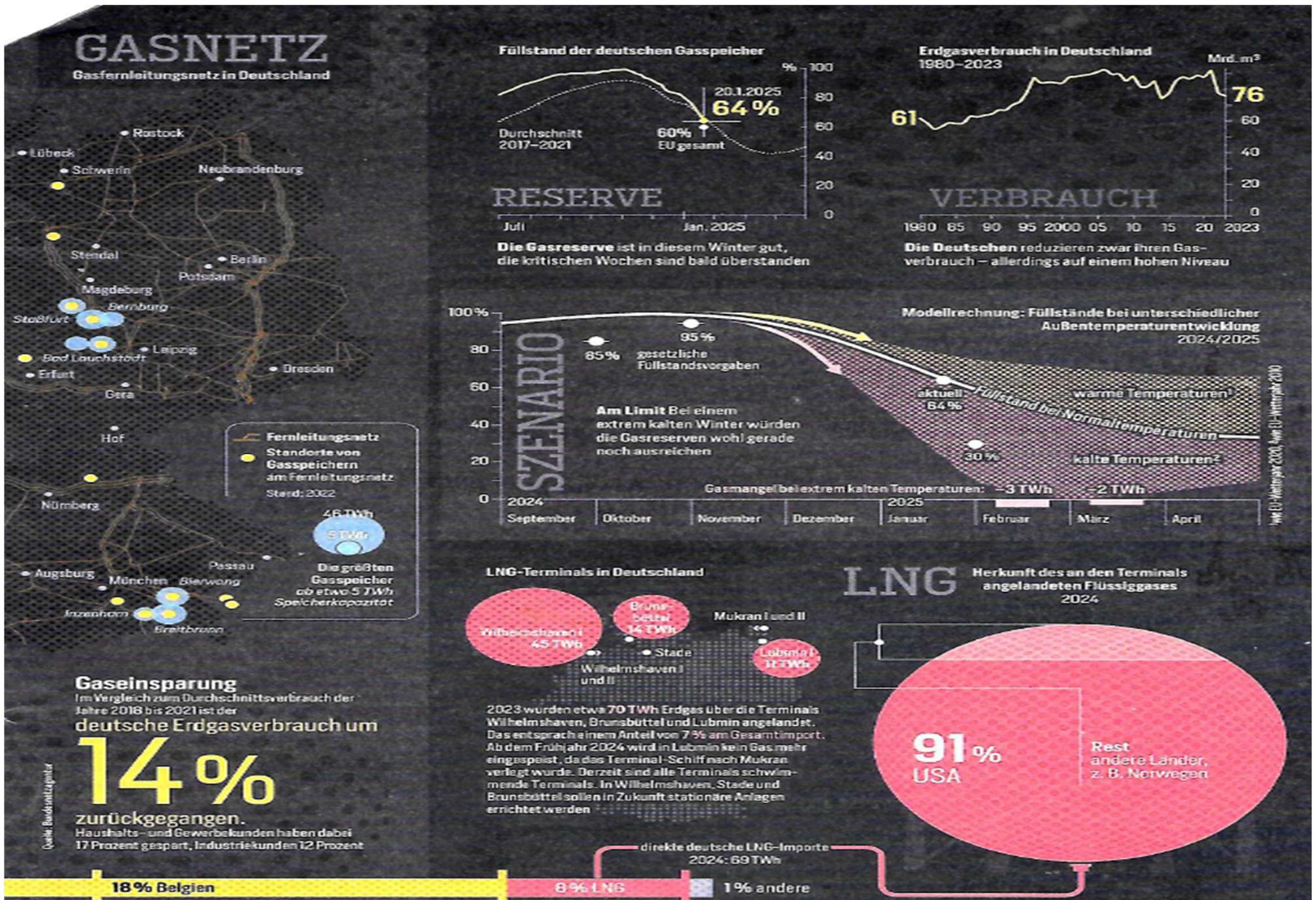
Gasimporte nach Deutschland in TWh/Tag



Erdgasabsatz in Deutschland nach Verbrauchergruppen (2023) in Prozent



Erdgasversorgung mit Gasnetz in Deutschland, Stand 1/2025 (2)



Erdgasmärkte in Europa (EU-27)

Einleitung und Ausgangslage

Energiebilanz

Entwicklung Energiebilanz der Europäischen Union (EU-27) 2012-2020, Teil 1

nach Eurostat (1)

Gesamt PEV 56.136 PJ = 15.593 TWh (Mrd. kWh) = 1.340,7 Mtoe ¹⁾

Ø 125,6 GJ/Kopf = 34,9 MW/Kopf = 3,0 toe/Kopf

European Union (27 countries)	ktoe									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Gross available energy	1 537 286	1 519 961	1 468 046	1 488 353	1 501 637	1 532 778	1 524 535	1 501 082	1 379 751	
Solid fossil fuels	248 765	244 924	232 766	234 066	224 576	218 771	210 388	171 906	140 313	
Peat & peat products	3 008	2 062	2 345	2 343	2 333	2 177	2 364	2 304	1 755	
Oil shale & oil sands	3 434	4 098	3 932	3 181	4 222	4 349	4 072	2 927	2 484	
Crude oil & other hydrocarbons	525 198	498 742	501 245	532 333	532 948	544 708	536 610	526 252	460 647	
Petroleum products	544 959	530 422	525 329	531 842	538 004	552 058	547 113	545 108	476 361	
Natural gas	327 418	321 384	283 521	296 082	313 355	330 916	324 893	335 195	327 123	
Nuclear heat	208 372	206 514	208 966	203 782	197 053	194 899	195 248	196 181	175 175	
Renewable energies	188 518	197 953	198 250	203 972	207 264	215 114	224 785	232 039	239 960	
Non-renewable wastes	11 463	11 939	12 499	12 659	13 685	13 754	13 833	14 077	14 279	
Primary production	688 750	689 705	673 098	657 131	641 345	639 794	636 504	617 825	573 871	
Solid fossil fuels	151 021	140 810	135 227	133 781	124 669	122 629	116 090	100 066	83 590	
Peat	1 513	3 306	2 815	1 769	1 560	1 604	2 866	1 574	783	
Oil shale and oil sands	3 655	4 112	4 014	3 515	3 716	4 293	4 180	3 058	2 508	
Crude oil & other hydrocarbons	27 275	26 680	26 481	25 480	22 377	22 060	21 388	19 797	18 765	
Natural gas	99 404	99 461	85 867	72 379	71 436	66 610	59 195	52 263	41 205	
Nuclear heat	208 372	206 514	208 966	203 782	197 053	194 899	195 248	196 181	175 175	
Renewable energies	182 509	193 658	194 191	200 380	203 332	210 278	219 942	227 312	234 175	
Non-renewable wastes	11 250	11 639	12 155	12 262	13 246	13 298	13 386	13 616	13 837	
Net imports Nettoimporte	844 289	819 860	798 922	834 483	843 368	882 211	886 232	907 603	793 401	
Solid fossil fuels	99 125	95 616	96 574	95 953	92 306	94 617	92 078	74 366	50 285	
Crude oil	499 391	473 787	474 011	511 069	507 587	521 347	513 842	509 199	443 180	
Gas/Diesel Oil (w/o bio)	11 517	18 660	13 390	14 925	16 236	12 291	17 512	24 189	23 280	
Motor Gasoline (w/o bio)	-43 453	-41 053	-42 550	-48 882	-47 950	-49 757	-53 228	-52 553	-44 141	
Naphtha	12 982	11 442	13 711	12 148	10 940	14 829	15 710	17 937	18 880	
LPG	8 823	11 797	14 021	13 720	13 671	13 179	14 723	14 771	13 796	
All other oil & petroleum products	511 472	500 309	494 267	514 547	509 494	517 737	517 131	527 273	461 896	
Natural gas	226 715	219 439	203 890	220 558	237 185	265 361	270 499	300 445	273 464	
Transformation input	1 385 470	1 344 553	1 340 714	1 373 339	1 368 732	1 390 952	1 374 361	1 351 179	1 224 359	
Electricity & heat generation	632 898	618 325	604 032	608 074	603 532	606 768	594 123	575 782	534 464	
Refinery intake	577 775	553 522	556 553	583 649	583 277	594 919	587 310	577 317	509 147	
Coke ovens	36 527	35 329	35 026	34 897	35 145	35 073	34 964	32 709	28 540	
Blast furnaces	30 101	29 821	30 698	29 948	29 902	30 622	30 287	28 713	24 347	
Transformation output	1 037 533	1 010 588	1 011 864	1 045 398	1 049 788	1 070 392	1 064 441	1 056 680	961 706	
Electricity & heat generation	312 175	310 351	300 893	305 692	309 846	312 840	309 726	305 801	293 298	
Refinery output	572 495	548 870	552 777	579 348	579 428	590 306	583 825	572 938	504 822	
Coke ovens	33 662	32 676	32 392	32 561	32 650	32 564	31 903	30 100	26 372	
Blast furnaces	11 785	11 764	12 204	12 135	11 910	12 253	12 747	12 027	10 074	

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022 Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Gross Inland consumption = PEV Primärenergieverbrauch ohne internationale Luftfahrt 18,0 Mtoe = 1.340,7 Mtoe im Jahr 2020

Quelle: Eurostat - Energiebilanzen EU-27 2020, Ausgabe 02/2022 aus <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

Entwicklung Energiebilanz der Europäischen Union (EU-27) 2012-2020, Teil 2 nach Eurostat (2)

Jahr 2020: Endenergieverbrauch (EEV) = Final energy consumption
37.087 PJ = 10.302 Mrd. kWh = 885,788 Mtoe, Veränderung zum VJ – 5,6%

European Union (27 countries)	ktoe								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energy sector	69 651	67 330	65 845	68 451	68 116	68 590	67 773	66 153	61 574
Distribution losses	23 780	23 457	22 358	23 219	23 516	23 234	23 258	22 603	21 637
Available for final consumption	1 019 815	1 021 420	977 981	993 860	1 013 292	1 039 260	1 039 147	1 032 922	976 894
Solid fossil fuels	25 100	27 769	23 924	24 595	26 404	25 146	26 718	23 036	20 086
Manufactured gases	5 359	5 320	5 530	5 150	5 016	4 690	4 902	4 532	3 925
Peat & peat products	737	24	296	409	426	356	338	527	520
Oil shale & oil sands	-180	56	-19	-344	506	165	-14	-37	61
Gas/Diesel Oil (w/o bio)	233 409	233 538	232 633	236 688	238 319	242 590	242 042	242 560	220 200
Motor Gasoline (w/o bio)	71 585	68 298	68 615	67 104	67 088	67 731	71 250	71 888	61 331
Naphtha	36 332	33 694	35 069	33 777	33 096	38 035	32 573	30 602	33 301
LPG	22 017	24 668	26 062	26 291	26 317	26 777	27 751	27 751	25 250
All other oil & petroleum products	416 649	410 840	408 553	411 282	415 364	426 956	422 747	421 403	384 041
Natural gas	217 070	223 433	197 035	202 769	209 561	216 903	216 063	215 013	209 891
Primary solid biofuels & charcoal	66 575	67 699	62 169	64 685	64 928	65 549	67 848	68 330	67 324
Liquid biofuels	0	0	0	0	0	0	0	0	0
All other renewable energies	89 150	89 683	86 230	89 641	90 767	97 406	101 724	104 071	104 056
Non-renewable wastes	3 113	3 463	3 656	3 704	4 155	4 178	4 598	4 734	4 986
Electricity	214 207	212 268	208 011	211 318	213 861	216 064	215 899	213 629	205 365
Heat	48 610	48 564	44 765	45 336	47 232	47 396	46 172	46 015	43 964
Statistical difference	-6 003	278	-3 969	-3 881	-2 562	3 676	5 023	4 221	1 486
Final non-energy consumption	92 428	89 228	91 239	88 206	88 009	94 872	91 368	90 700	89 619
Final energy consumption	933 391	931 913	890 711	909 535	927 845	940 712	942 756	938 001	885 788
Industry	240 109	237 219	233 879	233 775	238 091	240 414	242 826	239 560	231 235
Transport	269 165	265 647	269 128	272 835	279 115	284 800	286 273	289 015	251 970
Other sectors	424 117	429 048	387 705	402 925	410 639	415 497	413 658	409 427	402 583
Services	131 127	132 700	123 386	128 548	130 204	133 919	131 642	128 624	121 376
Households	262 945	266 033	234 580	245 013	250 845	251 689	249 777	248 219	248 243
Europe 2020-2030 indicators	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gross inland consumption	1 488 780	1 473 460	1 421 791	1 440 920	1 452 098	1 478 618	1 468 471	1 444 506	1 326 506
Primary energy consumption	1 396 353	1 384 232	1 330 553	1 352 714	1 364 089	1 383 746	1 377 103	1 353 805	1 236 887
Final energy consumption	982 541	980 643	939 245	958 451	977 509	989 594	992 199	986 529	907 013

* Daten 2020 Final, Stand 2/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Achtung: Europe 2020-2030 Indikator: Daten 2012-2020 nach zukünftiger neuer Methode

Energiebilanz nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas der Europäische Union (EU-27) 2020 (Auszug) nach Eurostat (3)

European Union (27 countries)	Total	Solid fossil fuels	Manufactured gases	Peat and peat products	Oil shale and oil sands	Oil and petroleum products	Natural gas	Renewables and biofuels	Non-renewable waste	Nuclear heat	Heat	Electricity
ktoe	2020											
+ Primary production	573 871.3	83 590.1	Z	783.1	2 507.6	21 491.8	41 205.4	234 174.7	13 836.5	175 175.1	1 108.9	Z
+ Recovered & recycled products	1 582.6	420.2	Z	0.0	0.0	1 182.4	Z	0.0	Z	Z	Z	Z
+ Imports	1 202 836.0	62 888.3	0.0	40.4	0.0	756 813.7	329 266.7	20 410.2	481.5	Z	5.3	32 749.9
- Exports	409 234.8	12 582.8	0.0	6.5	0.0	294 918.1	55 802.6	14 325.8	36.7	Z	1.6	31 560.4
+ Change in stock	10 895.5	6 017.7	0.0	938.1	-23.9	-8 188.6	12 453.9	-299.1	-2.6	Z	Z	Z
= Gross available energy	1 379 750.8	140 313.4	0.0	1 755.1	2 483.8	476 361.3	327 123.4	239 960.1	14 278.6	175 175.1	1 110.6	1 189.5
- International maritime bunkers	39 001.9	0.0	0.0	0.0	0.0	38 584.8	180.8	236.4	Z	Z	Z	Z
= Gross inland consumption	1 340 748.9	140 313.4	0.0	1 755.1	2 483.8	437 776.4	326 942.6	239 723.7	14 278.6	175 175.1	1 110.6	1 189.5
- International aviation ²⁾	17 991.1	Z	Z	Z	Z	17 991.1	Z	0.0	Z	Z	Z	Z
= Total energy supply	1 322 757.8	140 313.4	0.0	1 755.1	2 483.8	419 785.4	326 942.6	239 723.7	14 278.6	175 175.1	1 110.6	1 189.5
Final non-energy consumption	89 619.2	1 481.6	14.1	0.0	69.1	73 599.8	14 454.6	0.0	Z	Z	Z	Z
Final energy consumption	885 788.2	18 959.0	3 891.3	379.1	1.4	310 314.2	193 807.9	104 249.8	4 985.9	Z	44 139.1	205 060.5
+ Industry	231 235.6	10 713.4	3 877.4	122.0	1.4	23 380.1	73 781.4	23 688.9	4 745.4	Z	14 871.9	78 073.5
+ Iron & steel	22 105.4	2 389.2	3 670.5	0.0	0.0	382.3	6 982.8	13.7	4.7	Z	468.8	8 213.4
+ Chemical & petrochemical	50 746.2	2 139.8	72.7	2.8	0.0	7 502.8	18 773.8	375.5	384.4	Z	7 395.7	14 098.7
+ Non-ferrous metals	8 880.6	179.4	32.9	0.0	0.0	403.4	3 105.2	15.3	7.6	Z	147.8	4 988.9
+ Non-metallic minerals	32 759.8	3 823.0	66.0	0.3	1.4	5 368.6	12 250.4	1 812.4	3 884.7	Z	278.1	5 275.0
+ Transport equipment	6 596.9	159.0	20.0	0.0	0.0	164.4	1 979.0	35.0	0.2	Z	548.3	3 691.1
+ Machinery	15 832.8	86.3	9.2	0.0	0.0	811.8	5 411.6	138.8	22.5	Z	658.0	8 694.6
+ Mining & quarrying	3 585.6	157.3	5.9	0.0	0.0	771.6	745.5	63.4	1.0	Z	147.5	1 693.4
+ Food, beverages & tobacco	27 422.0	1 074.9	0.0	0.0	0.0	1 390.5	12 556.0	1 439.7	7.7	Z	1 546.8	9 406.4
+ Paper, pulp & printing	31 696.6	599.0	0.0	117.2	0.0	584.6	5 991.9	13 607.7	273.4	Z	2 134.5	8 388.5
+ Wood & wood products	8 678.3	28.7	0.0	1.7	0.0	177.1	477.5	5 025.7	15.7	Z	741.5	2 210.4
+ Construction	9 144.4	34.8	0.0	0.0	0.0	5 114.0	1 842.9	260.8	0.7	Z	37.5	1 853.9
+ Textile & leather	3 250.5	20.9	0.0	0.0	0.0	116.5	1 591.4	28.6	0.4	Z	124.8	1 367.8
+ Not elsewhere specified (industry)	10 208.8	41.2	0.3	0.0	0.0	572.5	2 073.5	524.8	142.4	Z	642.8	6 211.5
+ Transport	251 970.1	0.4	0.0	0.0	0.0	228 205.9	3 162.2	16 003.3	0.0	Z	Z	4 598.3
+ Rail	4 716.5	0.4	0.0	0.0	0.0	1 071.3	Z	37.1	0.0	Z	Z	3 607.8
+ Road	238 218.4	Z	Z	Z	Z	220 211.7	1 780.4	15 943.9	0.0	Z	Z	262.3
+ Domestic aviation	3 081.3	Z	Z	Z	Z	3 081.3	Z	0.0	Z	Z	Z	Z
+ Domestic navigation	3 645.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3 626.7	Z	18.5	0.0	Z	Z	Z
+ Pipeline transport	1 502.8	Z	Z	Z	Z	0.0	1 363.1	0.0	Z	Z	Z	139.6
+ Not elsewhere specified (transport)	805.9	0.0	0.0	0.0	0.0	214.9	18.7	3.7	0.0	Z	Z	568.6
+ Other	402 582.6	8 245.2	13.9	257.1	0.0	58 748.2	116 864.3	64 557.5	240.5	Z	29 267.2	124 388.7
+ Commercial & public services	121 378.5	638.5	13.9	6.7	0.0	9 745.4	34 517.0	9 380.2	240.3	Z	8 645.9	58 188.6
+ Households	248 243.4	6 729.9	0.0	203.1	0.0	30 576.1	78 583.1	50 450.9	0.0	Z	20 329.8	61 370.5
+ Agriculture & forestry	28 007.7	791.4	0.0	47.3	0.0	15 674.0	3 591.4	3 162.3	0.0	Z	246.3	4 495.0
+ Fishing	1 328.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1 217.1	13.1	41.0	0.0	Z	0.0	56.9
+ Not elsewhere specified (other)	3 628.8	85.4	0.0	0.0	0.0	1 535.5	159.6	1 523.1	0.3	Z	45.2	277.7
Statistical differences	1 486.4	-354.9	19.7	140.4	-9.0	127.3	1 628.0	-194.0	0.0	0.0	-175.5	304.4
Gross electricity production	239 159.8	30 214.5	2 246.9	269.7	193.2	4 131.8	48 155.8	93 394.9	1 781.5	58 771.5	Z	Z
Gross heat production	51 440.3	10 079.4	781.9	572.2	28.8	1 581.6	18 895.7	16 203.1	3 105.5	88.0	Z	104.0

Benennung	Gesamt, Mtoe	PJ	davon Erdgas Mtoe
Primär-Produktion ¹⁾	573,9	24.027	41,2 (7,2%)
+ Import	1.202,6	50.353	
- Export	409,2	17.134	
+ Bestandsänderung	10,9	456	
- Internat. Seebunker	39,0	1.633	
- Internat. Luftfahrt	18,0	754 ²⁾	
Primärenergie	1.340,749	56.136	326,9 (24,4%)
Verbrauch (PEV) ohne int. Luftfahrt	885,8	37.087	193,8 (21,9%)
Endenergie-Verbrauch EEV			
- Industrie	231,2	9.682 (26,1%)	38,1%
- Verkehr	252,0	10.550 (28,5%)	1,6%
- Haushalt	248,2	10.394 (28,0%)	40,5%
- GHD plus	154,4	6.462 (17,4%)	19,8%
Brutto-Stromerzeugung (BSE)	239,2 Mtoe	2.781,5 TWh (Mrd. kWh)	

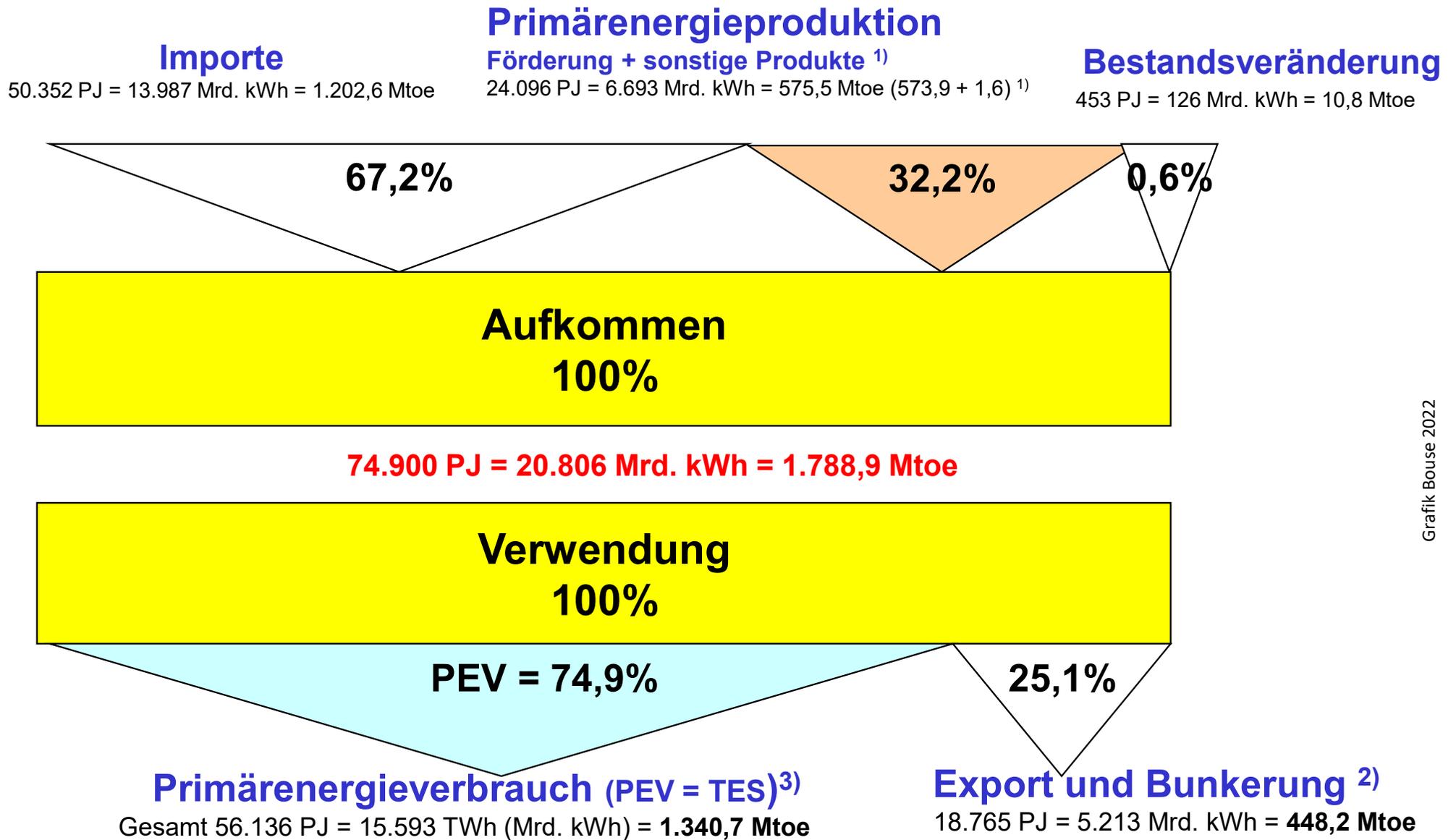
* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ nach Eurostat

1) Produktion = hier direkte Primärenergieproduktion 573,871 Mtoe. + 1,583 Mtoe Wiedergewonnene und recycelte Produkte; 2) International aviation = Internationale Luftfahrt 18,0 Mtoe

Quelle: Eurostat - Energiedaten aus Energiebilanzen EU-27 2020, Ausgabe 02/2022

Energiebilanz Europäische Union (EU-27) 2020 nach Eurostat (1)



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Produktion = Direkte Primärenergieproduktion 573,9 Mtoe + Sonstige Energieprodukte 1,6 Mtoe = 575,5 Mtoe

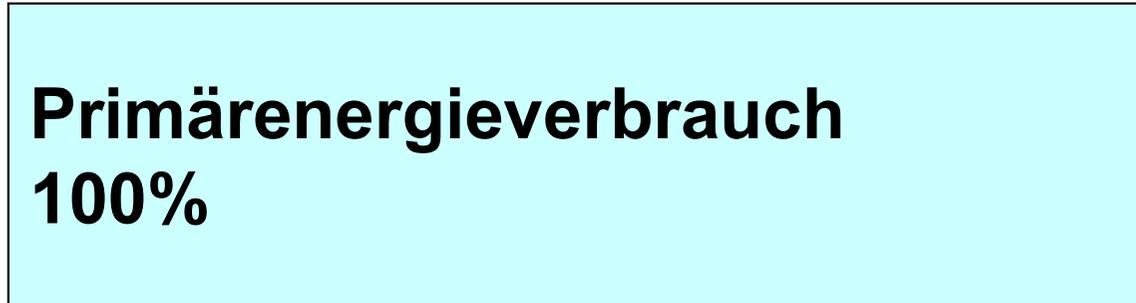
2) Export + Marine-Bunkerung = 409,2 Mtoe + 39,0 Mtoe

3) ohne int. Luftfahrt von 18,0 Mtoe

Energieflussbild Europäische Union (EU-27) 2020 nach Eurostat (2)

PEV = TES

56.136 PJ
15.593 Mrd. kWh
1.340,7 Mtoe



**Primärenergieverbrauch
100%**

∅ PEV*

125,6 GJ/Kopf
34,9 MWh/Kopf
3,0 toe/Kopf

EEV 2)

37.087 PJ
10.302 Mrd. kWh
885,8 Mtoe



**Endenergieverbrauch
66,1%**

-Verlustenergie
27,2%¹⁾
(Energiesektoren)

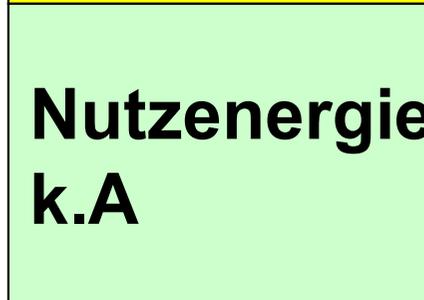
∅ EEV*

83,0 GJ/Kopf
23,0 MWh/Kopf
2,0 toe/Kopf

- Nicht-Energie-
verbrauch 6,7% 2)
(z.B. Chemieprodukte)

NE

k.A.



**Nutzenergie
k.A.**

- Verlustenergie k.A.
(Verbrauchssektoren)

∅ NE*

k.A.

Wärme, Kälte, mechanische Energie, Licht, Information & Kommunikation

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Umwandlungs-, Fackel- und Leitungsverluste sowie Verbrauch in den Energiesektoren

2) Nichtenergieverbrauch: 89,6 Mtoe = 3.752 PJ

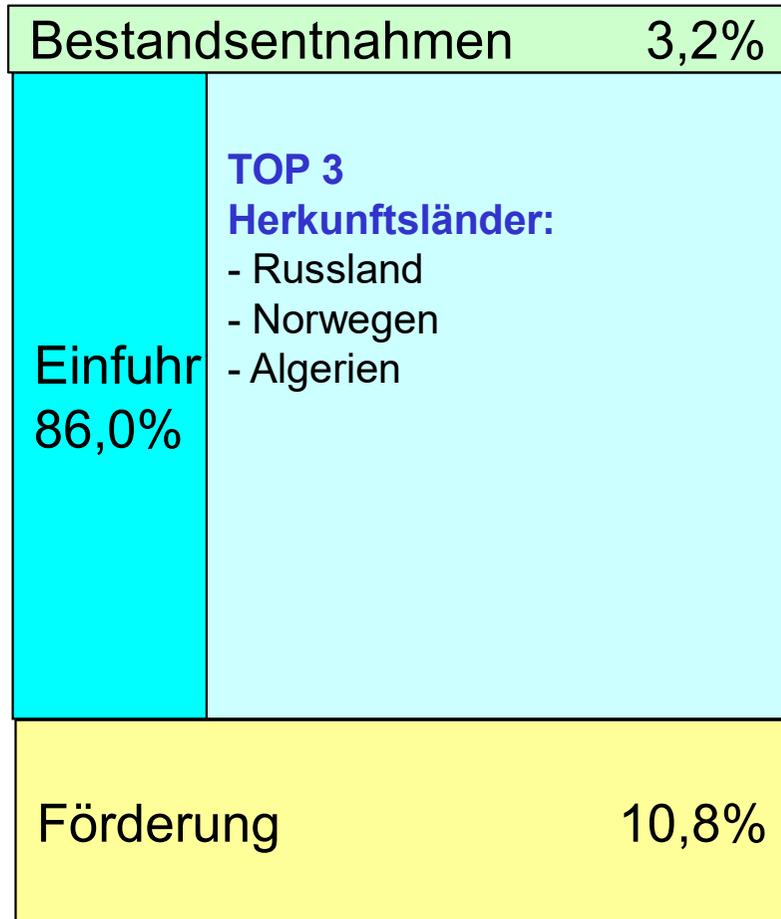
3) Endenergieverbrauchsanteile nach Sektoren: Verkehr 28,5%, Haushalte 28,0%, Industrie 26,1%, GHD 17,4%

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

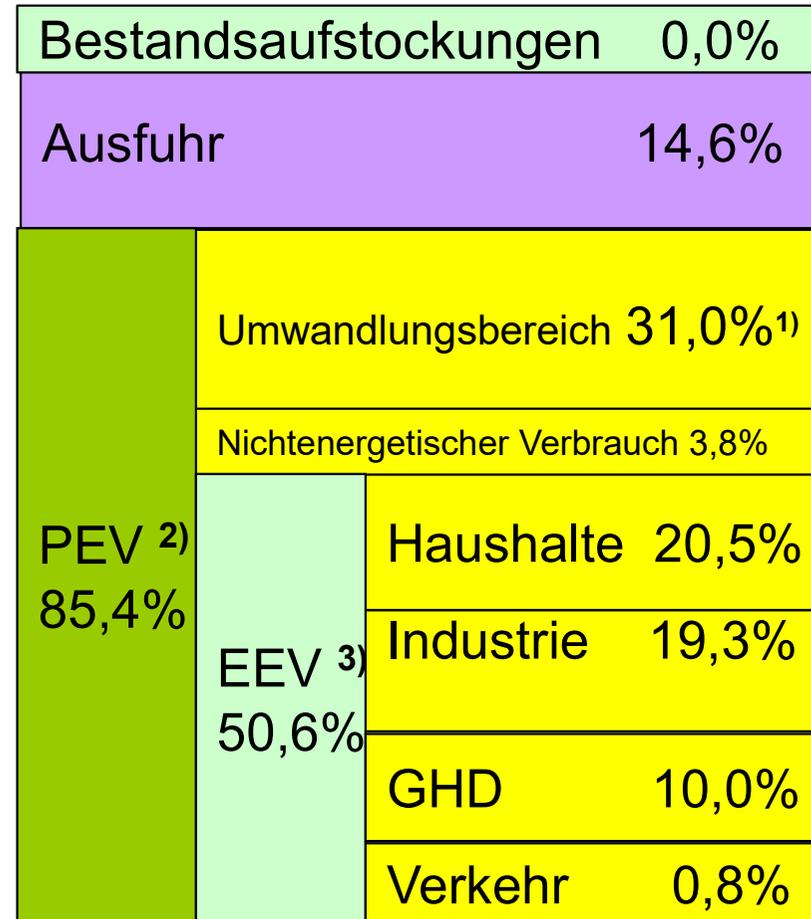
Primärenergiebilanz Erdgas in der EU-27 im Jahr 2020 (3)

Aufkommen und Verwendung

Gesamt 382,746 Mtoe = 16.033 PJ = 4.454 TWh(Mrd. kWh) = 100%*



Aufkommen



Verwendung

* Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ; **Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert Hu der Gase**

1) Kraftwerke, Heizwerke, KWK-Anlagen, Eigenverbrauch und Verluste u.a.

2) Primärenergieverbrauch PEV = 13.689 PJ = 326,9 Mtoe

3) Endenergieverbrauch EEV = 8.115 PJ = 193,8 Mtoe, Aufteilung nach Sektoren: Haushalte 40,5%, Industrie 38,1%, GHD 19,8%, Verkehr 1,6%

1 m³ = 9,7 kWh

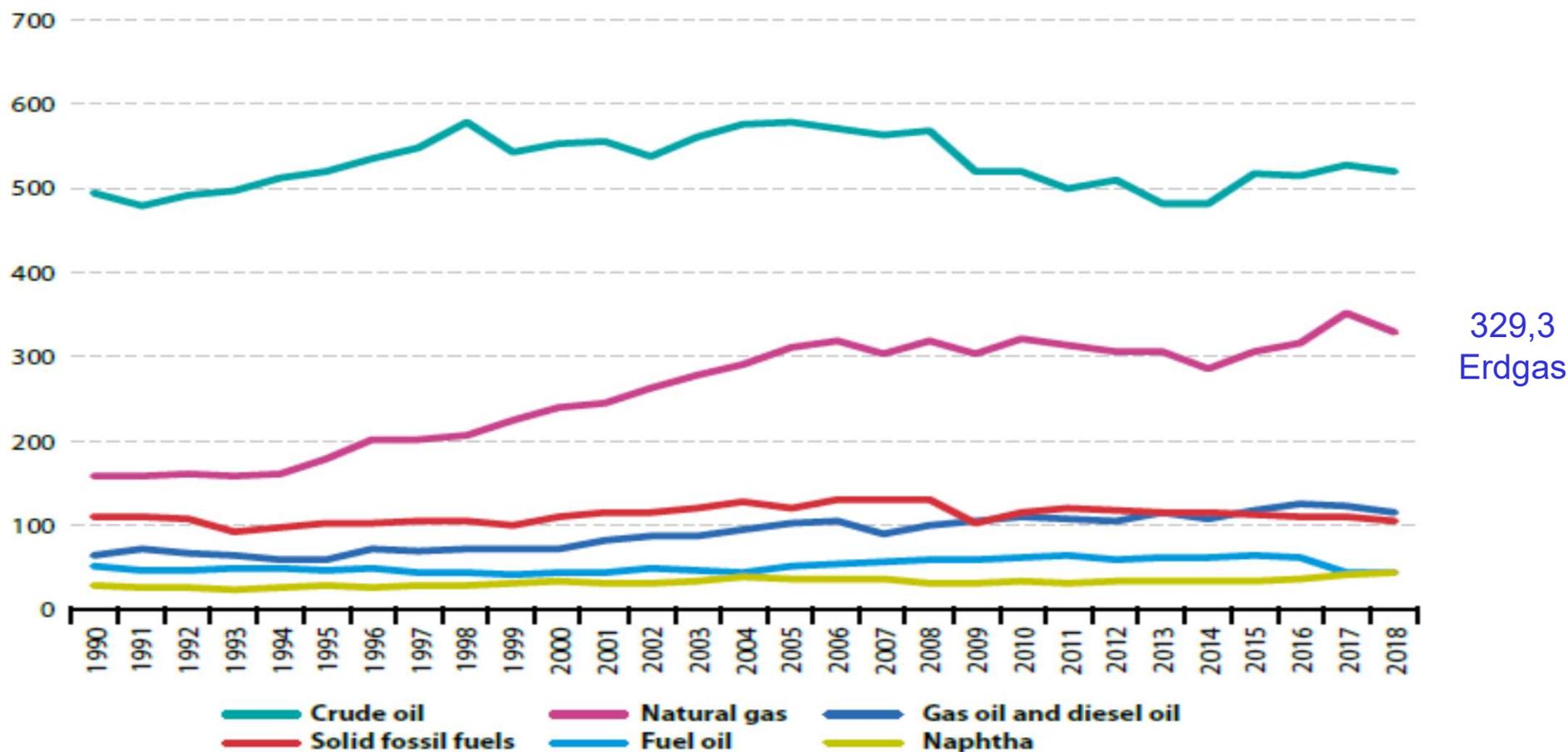
Grafik Bouse 2022

Entwicklung Energieimporte ausgewählter Produkte in die EU-27 von 1990-2020 **nach Eurostat (1)**

**Jahr 2020: Gesamt 50.353 PJ = 13.987 Mrd. kWh = 1.202,6 Mtoe, Veränderung 1990/2020 k.A.
Beitrag Erdgas 329,3 Mtoe (27,4%)**

Jahr 2020

Figure 1.2.1: Imports of selected energy products, EU-27, 1990-2018
(million tonnes of oil equivalent)



Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_c)

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

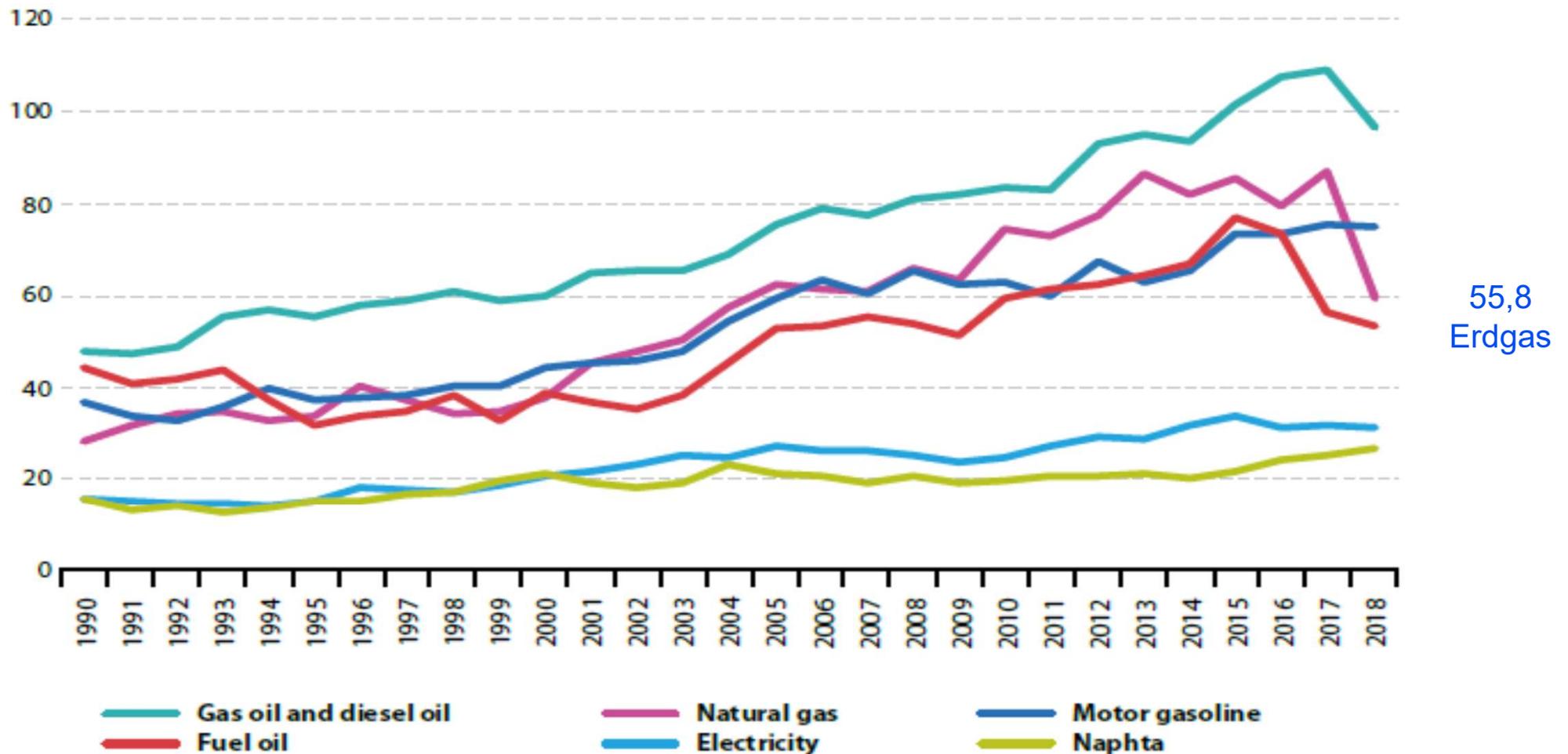
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio

Entwicklung Ausfuhr (Exporte) aus der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (2)

**Jahr 2020: Gesamt 17.134 PJ = 4.760 (TWh) Mrd. kWh = 409,2 Mtoe, Veränderung 90/20 k.A.
Beitrag Erdgas 55,8 Mtoe (Anteil 13,6%)**

Figure 1.2.2: Exports of selected energy products, EU-27, 1990-2018
(million tonnes of oil equivalent)

Jahr 2020



Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_c)

* Daten 2020 Final, Stand 2/2022
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio

Entwicklung Gesamtimportabhängigkeit in den Ländern der EU-27 plus 2000-2020 (1)

Jahr 2020: Energieimportabhängigkeit EU-27 57,5%

Table 8: Overall import dependency

%	2000	2005	2010	2015	2017	2018
EU-27	56.3	57.8	55.7	56.0	57.5	58.2
EU-28	46.5	52.2	52.6	53.9	55.1	55.7
EA-19	64.1	65.1	61.8	62.1	63.0	63.2
Belgium	78.2	80.0	77.9	83.4	74.4	82.3
Bulgaria	46.4	47.3	40.1	36.4	39.4	36.4
Czechia	22.7	27.8	25.3	31.9	37.2	36.7
Denmark	-35.9	-50.6	-16.0	13.0	12.3	23.7
Germany	59.4	60.7	60.0	62.1	64.0	63.6
Estonia	33.8	28.2	15.5	9.8	3.9	0.7
Ireland	85.4	89.6	87.1	88.7	67.0	67.4
Greece	69.1	68.2	68.6	71.0	71.3	70.7
Spain	76.8	81.5	77.1	72.8	73.7	73.3
France	51.2	51.7	48.7	45.9	48.6	46.6
Croatia	48.5	52.6	46.7	48.8	53.1	52.7
Italy	86.5	83.3	82.6	77.0	77.0	76.3
Cyprus	98.6	100.7	100.6	97.3	95.9	92.5
Latvia	61.0	63.8	45.5	51.2	44.1	44.3
Lithuania	57.8	55.3	79.0	75.5	72.0	74.2
Luxembourg	99.6	97.4	97.0	95.9	95.6	95.1
Hungary	55.0	62.3	56.9	53.9	62.5	58.1
Malta	100.2	100.0	99.0	97.3	103.0	97.8
Netherlands	38.3	37.8	28.3	48.5	51.9	59.7
Austria	65.5	71.8	62.8	60.4	63.9	64.3
Poland	10.7	17.7	31.6	29.9	38.3	44.8
Portugal	85.3	88.6	75.2	76.3	77.9	75.6
Romania	21.9	27.5	21.4	16.7	23.3	24.3
Slovenia	52.8	52.5	49.5	49.7	51.0	51.3
Slovakia	65.1	66.0	64.4	60.1	64.8	63.7
Finland	55.5	54.5	48.8	48.0	44.0	44.9
Sweden	39.3	37.9	37.8	30.0	26.6	29.2
United Kingdom	-17.1	13.4	29.0	37.7	35.5	35.4

%	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Iceland	30.6	31.2	13.9	16.4	18.6	19.2
Norway	-723.1	-698.2	-515.0	-577.4	-597.8	-593.2
Montenegro	:	42.5	26.4	30.1	40.9	30.9
North Macedonia	40.8	42.8	44.0	52.5	56.5	58.7
Albania	45.8	49.7	28.9	12.6	38.2	21.1
Serbia	13.9	36.6	33.5	27.7	33.8	34.6
Turkey	65.4	71.7	70.7	77.9	77.2	73.8
Bosnia and Herzegovina	:	:	:	33.7	34.0	24.3
Kosovo (UNSCR 1244/99)	27.1	28.2	24.6	27.6	30.0	29.3
Moldova	:	:	77.5	75.0	73.2	73.8
Ukraine	43.1	42.3	31.6	32.3	36.9	34.5
Georgia	:	:	:	72.7	73.0	75.7

Source: Eurostat (nrg_ind_id)

Notes on geographical areas and regional aggregates

EU-27 = Belgium + Bulgaria + Czechia + Denmark + Germany + Estonia + Ireland + Greece + Spain + France + Croatia + Italy + Cyprus + Latvia + Lithuania + Luxembourg + Hungary + Malta + Netherlands + Austria + Poland + Portugal + Romania + Slovenia + Slovakia + Finland + Sweden

EU-28 = EU-27 + United Kingdom

EA-19 = Belgium + Germany + Estonia + Ireland + Greece + Spain + France + Italy + Cyprus + Latvia + Lithuania + Luxembourg + Malta + Netherlands + Austria + Portugal + Slovenia + Slovakia + Finland

Designation "Kosovo" is without prejudice to positions on status, and in line with UNSCR 1244 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

Anmerkungen zu geografischen Gebieten und regionalen Aggregaten

EU-27 = Belgien + Bulgarien + Tschechien + Dänemark + Deutschland + Estland + Irland + Griechenland + Spanien + Frankreich + Kroatien + Italien + Zypern + Lettland + Litauen + Luxemburg + Ungarn + Malta + Niederlande + Österreich + Polen + Portugal + Rumänien + Slowenien + Slowakei + Finnland + Schweden

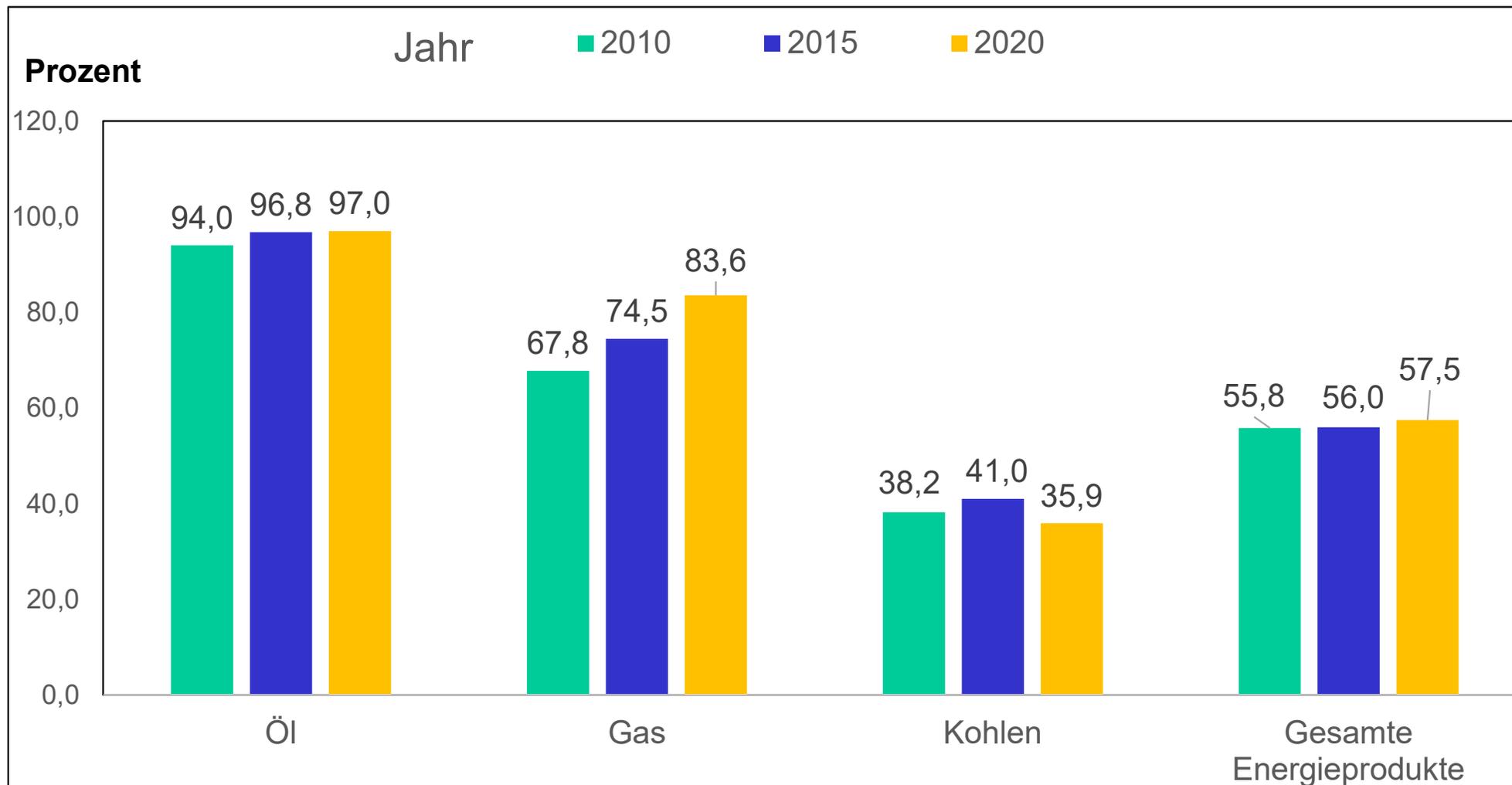
EU-28 = EU-27 + Vereinigtes Königreich

EA-19 = Belgien + Deutschland + Estland + Irland + Griechenland + Spanien + Frankreich + Italien + Zypern + Lettland + Litauen + Luxemburg + Malta + Niederlande + Österreich + Portugal + Slowenien + Slowakei + Finnland

Die Bezeichnung „Kosovo“ lässt die Standpunkte zum Status unberührt und steht im Einklang mit der Resolution 1244 des VN-Sicherheitsrates und der Stellungnahme des Internationalen Gerichtshofs zur Unabhängigkeitserklärung des Kosovo.

Entwicklung Energieabhängigkeit fossiler Energien und gesamte Energieprodukte in der EU-27 von 2010 bis 2020 (2)

Jahr 2020: Gesamte Energieabhängigkeit 57,5%



Grafik Bouse 2021

Gesamte Energieabhängigkeit nimmt stetig zu!

* Daten 2020 vorläufig, Stand 12/2021

Begriff: Die Energieabhängigkeit zeigt inwieweit sich eine Wirtschaft auf Importe verlässt, um seinen eigenen Energiebedarf zu decken.

Sie wird als Nettoimport dividiert durch die Summe des Bruttoinlandsenergieverbrauchs inkl. Lager/Bunker berechnet.

Quelle: Eurostat - Energieabhängigkeit 2020, Ausgabe 12/2021

Herkunftsimporte der EU-27 von Energierohstoffen 2019 (1)

Russland ist Hauptlieferland von Erdgas, Rohöl und Steinkohlen

Energie

Die EU führt jedes Jahr rund drei Fünftel ihres Energieverbrauchs ein.

Besonders hoch ist die Abhängigkeit bei Rohöl und Erdgas.

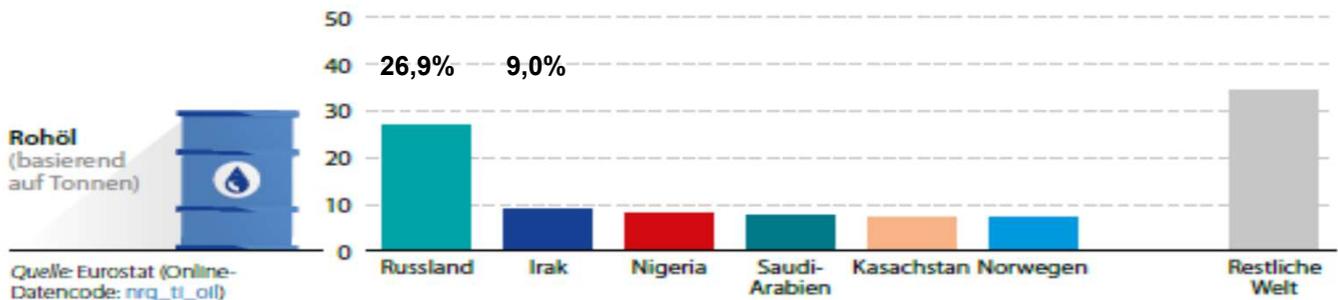
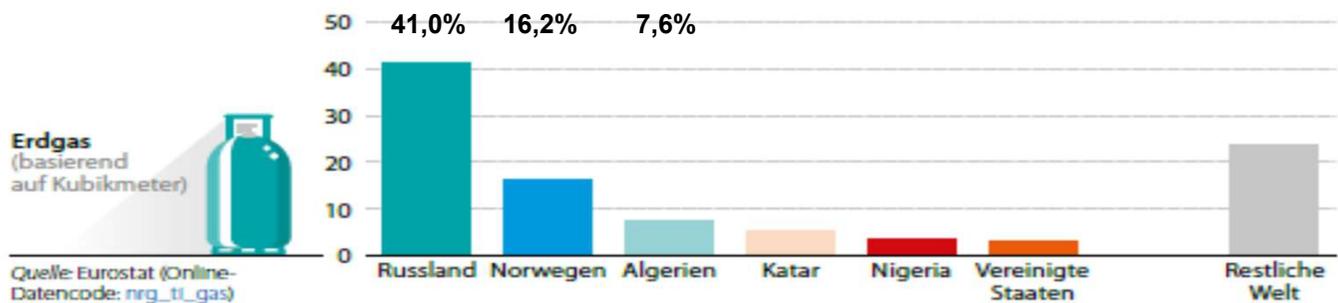
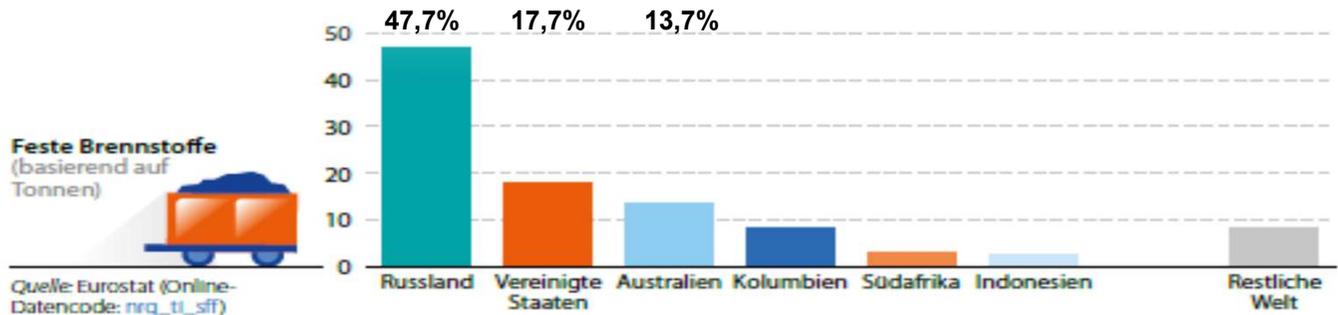
Im Jahr 2019 betrug der Anteil Russlands (135,8 Mio. Tonnen) an den gesamten Rohöleinfuhren der EU mehr als ein Viertel (26,9%), gefolgt von Irak (9,0%).

Der größte Teil der Erdgaseinfuhren (41,0%) der EU stammte erneut aus Russland (166,0 Mrd. Kubikmeter), gefolgt von Norwegen (16,2%) und Algerien (7,6%).

Die EU importierte 56,1 Mio. Tonnen feste Brennstoffe aus Russland (46,7% aller Einfuhren fester Brennstoffe); die Vereinigten Staaten (17,7%) und Australien (13,7%) verzeichneten ebenfalls zweistellige Anteile.

Herkunft der EU-Importe

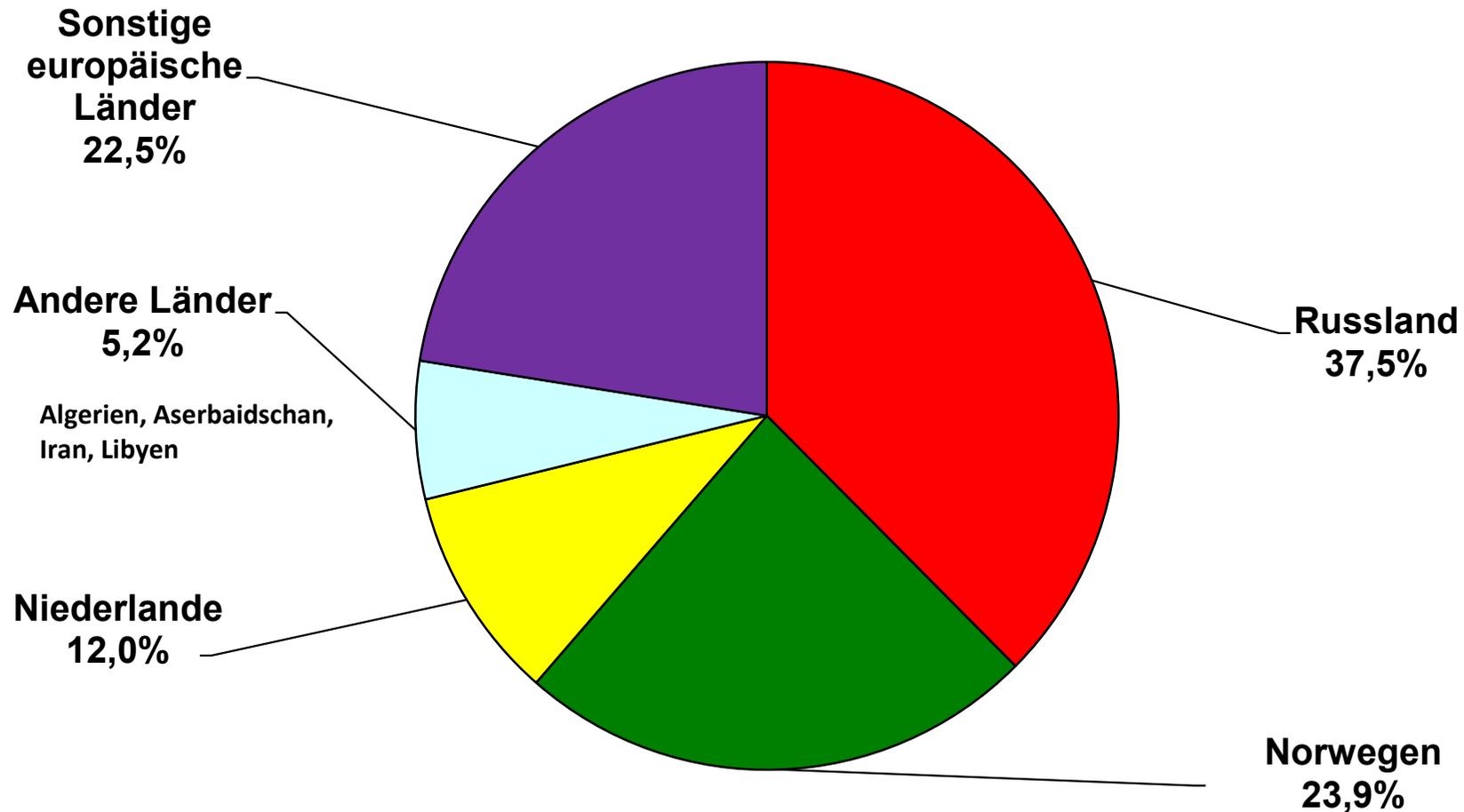
(%-Anteil der Extra-EU-Einfuhren, EU, 2019)



* Daten 2019 vorläufig, Stand 10/20201 Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Erdgasimporte via Pipeline nach Herkunftsländer in der EU-27 im Jahr 2020 (2)

Gesamt 441,1 Mrd. m³ = 5.535,6 PJ = 1.538 TWh (Mrd. kWh) ¹⁾



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

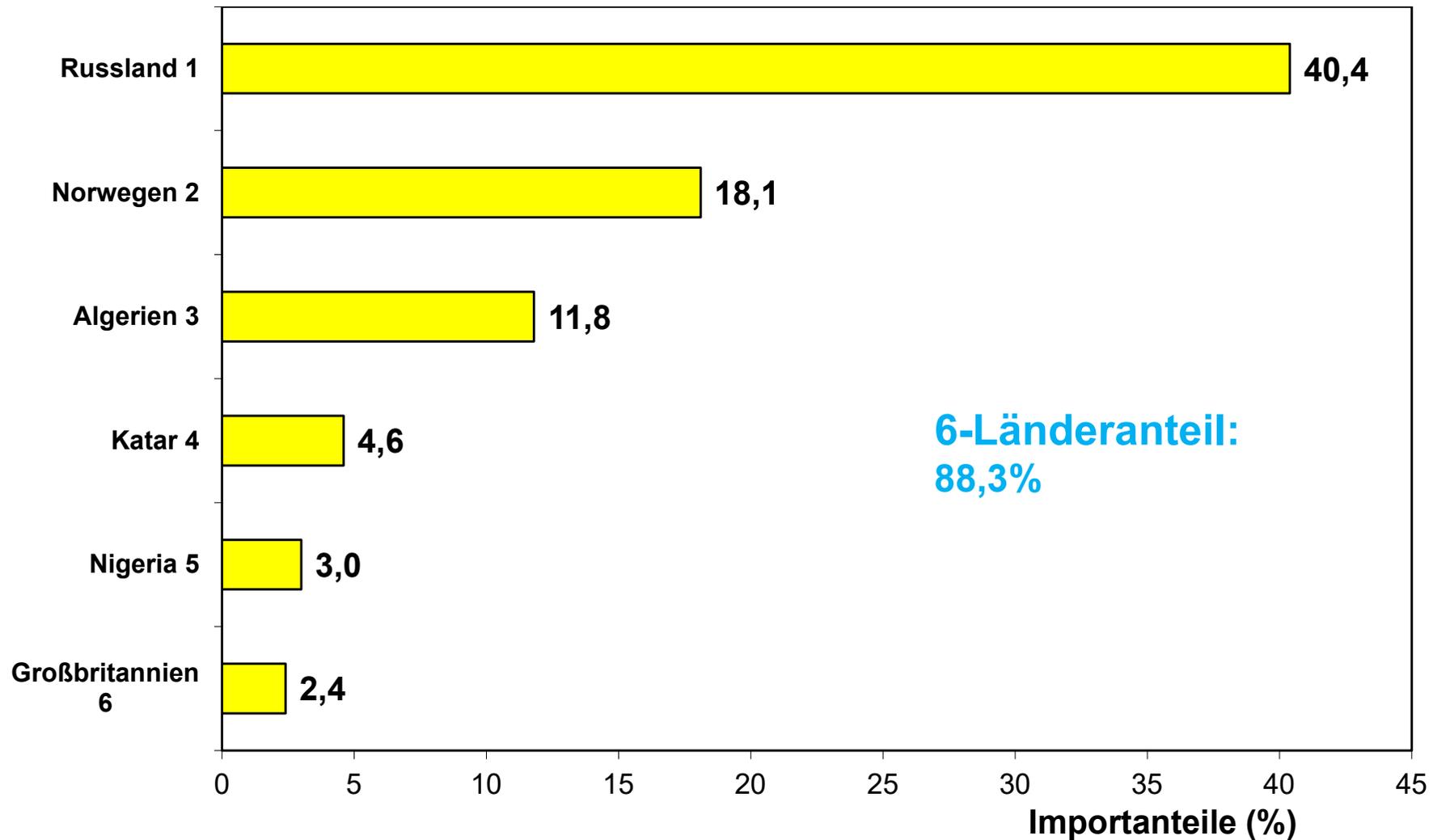
Energieinhalt bezogen auf den oberen Heizwert Hu, 1 m³ Erdgas = 10,75 kWh

1) Erdgas ohne Kokerei/Stadtgas, Gichtgas/Konverter Gas

Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2021, Eigene Berechnungen, AFP, SK aus Südkurier vom 32.03.2022

6-Länder-Rangfolge der Primärenergie-Importe von Erdgas nach Herkunftsland in die EU-27 im Jahr 2018 nach Eurostat (3)

EU-27 Energieabhängigkeit von Erdgas 83,6% (2020)



Grafik Bouse 2022

* Daten 2018 vorläufig, Stand 10/2020

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

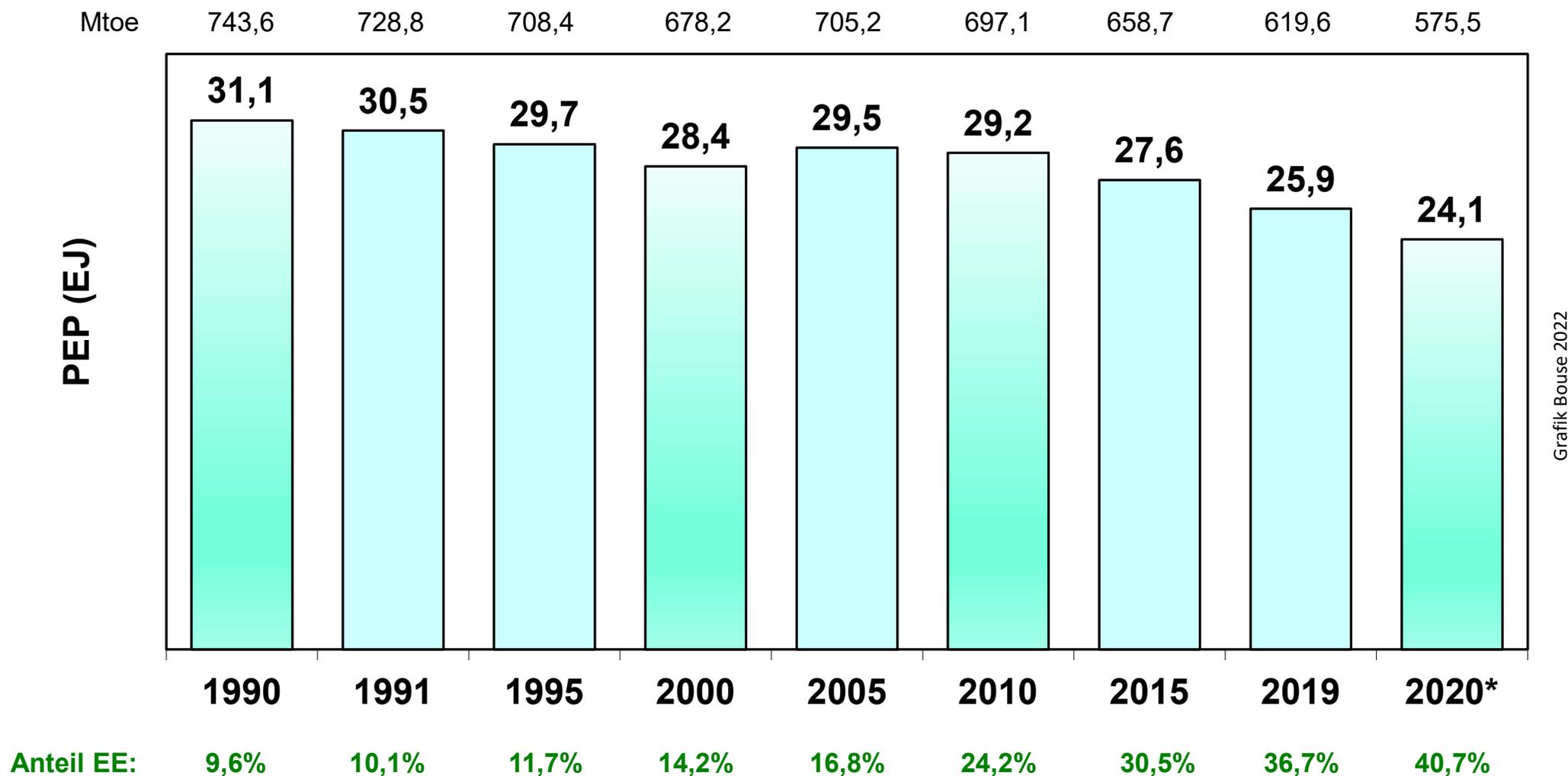
Quelle: Eurostat - Energy, transport and environment indicators 2020, S. 15, Ausgabe 10/2020 EN

Primärenergieproduktion

Förderung bzw. Erzeugung oder Herstellung

Entwicklung Primärenergieproduktion (PEP) in der EU-27 von 1990 bis 2020 **nach Eurostat (1)**

Jahr 2020: 24.096 PJ = 24,1 EJ = 6.693,3 TWh (Mrd. kWh) = 575,5 Mtoe ¹⁾; Veränderung 1990/2020 – 22,6%
53,9 GJ/Kopf = 15,0 MWh/Kopf



* Daten 2020 Final, Ausgabe 01/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

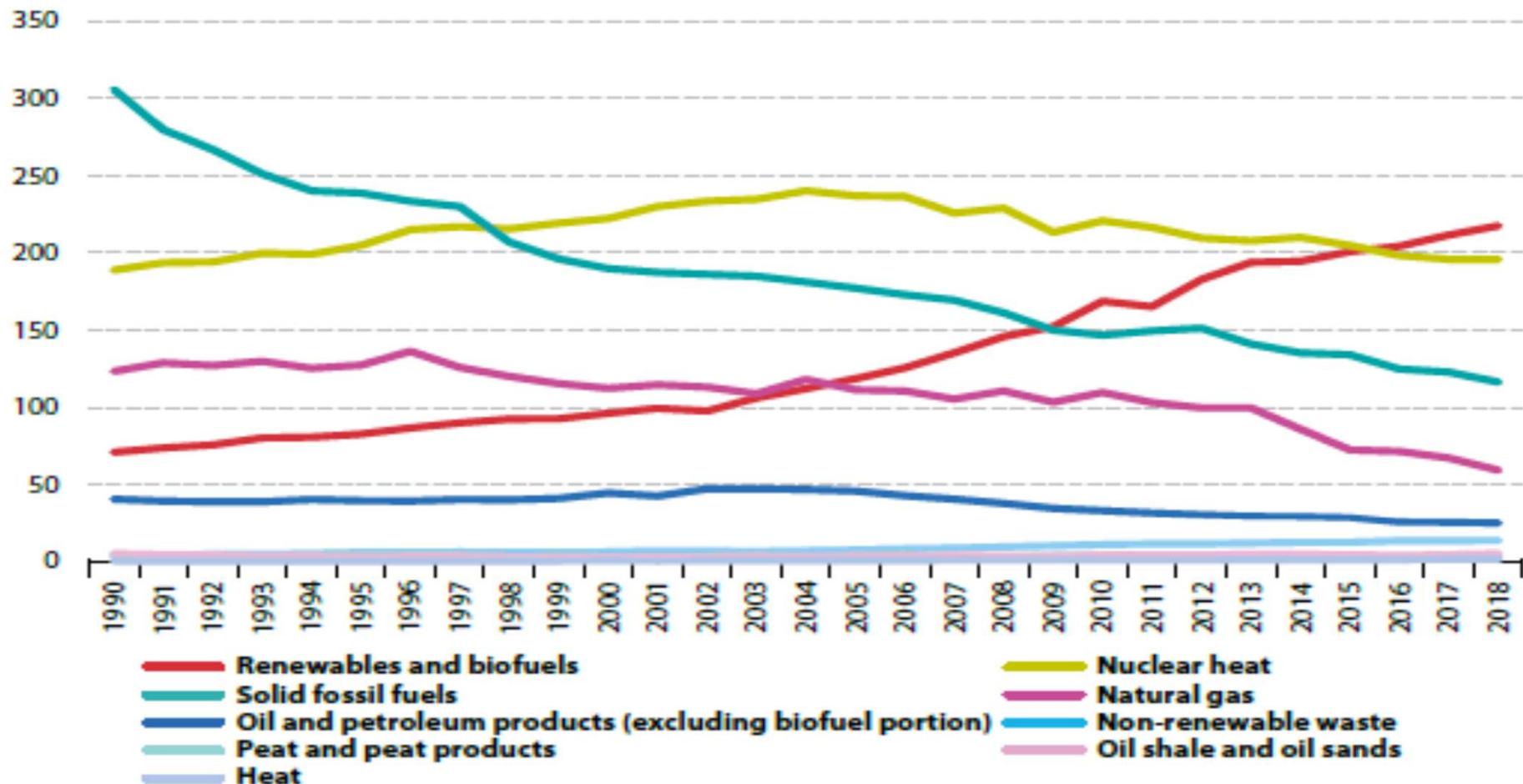
1) Produktion = hier direkte Primärenergieproduktion 573,871 Mtoe + 1,583 Mtoe Wiedergewinnende und recycelte Produkte im Jahr 2020;

Quelle: Eurostat - Energiebilanzen EU-27 2020, Ausgabe 01/2022;

Entwicklung Primärenergieproduktion (PEP) mit Beitrag erneuerbaren Energien in der EU-27 1990-2018/20 nach Eurostat (2)

Jahr 2020: 24.096 PJ = 24,1 EJ = 6.693,3 TWh (Mrd. kWh) = 575,5 Mtoe ¹⁾; Veränderung 1990/2020 – 22,6%
 53,9 GJ/Kopf = 15,0 MWh/Kopf

Figure 1.1.1: Primary energy production by fuel, EU-27, 1990-2018
 (million tonnes of oil equivalent)



Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_c)

* Daten 2020 Final, Ausgabe 2/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

1) Produktion = hier direkte Primärenergieproduktion 573,871 Mtoe. + 1,583 Mtoe Wiedergewinnende und recycelte Produkte im Jahr 2020;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 447,1 Mio.

Entwicklung Primärenergieproduktion (PEP) nach Energieträgern mit Beitrag Erneuerbare in der EU-27 plus von 2008-2018/20 nach Eurostat (3)

EU-27 im Jahr 2020:

Jahr 2020: 24.096 PJ = 24,1 EJ = 6.693,3 TWh (Mrd. kWh) = 575,5 Mtoe

53,9 GJ/Kopf = 15,0 MWh/Kopf

Beitrag EE 234,2 Mtoe, Anteil EE 40,7%

Table 1.1.1: Energy production, 2008 and 2018

	Total production of primary energy		Share of total production, 2018					
	2008	2018	Nuclear energy	Solid fossil fuels	Natural gas	Crude oil	Renewable energy	Other
	(million tonnes of oil equivalent)							
EU-27	698.8	634.8	30.8	18.3	9.3	3.4	34.2	3.9
Belgium	13.9	11.8	63.1	0.0	0.0	0.0	28.4	8.4
Bulgaria	10.2	12.0	34.9	42.3	0.2	0.2	21.4	1.0
Czechia	33.2	27.3	27.2	53.3	0.7	0.4	16.7	1.7
Denmark	26.7	14.0	0.0	0.0	26.4	41.5	29.5	2.6
Germany	136.3	112.9	17.3	33.5	4.2	1.9	38.1	5.0
Estonia	4.2	6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	26.4	73.6
Ireland	1.6	5.0	0.0	0.0	54.6	0.0	26.3	19.1
Greece	9.9	7.5	0.0	56.7	0.2	2.7	40.0	0.4
Spain	30.2	34.6	41.8	2.5	0.2	0.3	54.2	0.9
France	135.9	137.9	78.0	0.0	0.0	0.6	20.0	1.4
Croatia	4.8	4.2	0.0	0.0	24.3	16.7	57.0	2.0
Italy	32.9	37.3	0.0	0.0	11.9	12.5	71.4	4.1
Cyprus	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	97.8	2.2
Latvia	1.8	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	99.7	0.3
Lithuania	4.1	2.0	0.0	0.0	0.0	2.3	80.3	17.4
Luxembourg	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	82.2	17.8
Hungary	10.9	10.9	36.9	10.5	13.5	7.4	27.6	4.1
Malta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0
Netherlands	67.7	36.6	2.2	0.0	75.9	2.5	15.5	3.9
Austria	11.2	12.0	0.0	0.0	7.2	5.7	81.6	5.6
Poland	70.7	61.4	0.0	76.5	5.6	1.7	14.5	1.7
Portugal	4.5	6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	97.5	2.5
Romania	28.9	25.1	11.5	16.0	34.2	13.5	23.6	1.2
Slovenia	3.7	3.4	40.1	26.5	0.4	0.0	31.2	1.8
Slovakia	6.3	6.0	62.7	6.1	1.3	0.1	26.9	2.9
Finland	16.5	19.7	27.6	0.0	0.0	0.0	60.7	11.7
Sweden	32.6	36.6	45.7	0.0	0.0	0.0	52.0	2.3
United Kingdom	166.7	121.3	11.6	1.3	28.7	40.6	13.7	4.0
Iceland	4.5	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0
Norway	221.5	206.2	0.0	0.0	51.6	36.1	6.9	5.3
Montenegro	0.7	0.7	0.0	49.9	0.0	0.0	50.1	0.0
North Macedonia	1.6	1.1	0.0	70.6	0.0	0.0	29.4	0.0
Albania	1.1	2.0	0.0	7.2	1.7	45.5	45.5	0.0
Serbia	10.7	10.0	0.0	65.9	3.6	9.2	20.8	0.5
Turkey	28.7	39.9	0.0	41.5	0.9	7.5	48.0	2.1
Bosnia and Herzegovina	:	5.7	0.0	64.5	0.0	0.0	35.5	0.0
Kosovo*	1.7	1.8	0.0	78.3	0.0	0.0	21.7	0.0
Moldova	:	0.8	0.0	0.0	0.0	0.6	99.3	0.0
Ukraine	81.7	60.9	36.5	23.5	27.1	2.7	7.9	2.3
Georgia	:	1.3	0.0	4.5	0.7	2.4	92.4	0.0

Note: Category 'other' includes natural gas liquids, additives and oxygenates (excluding biofuel portion), other hydrocarbons, peat, oil shale and oil sands, industrial waste (non-renewable), non-renewable municipal waste and heat.

(* This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_c)

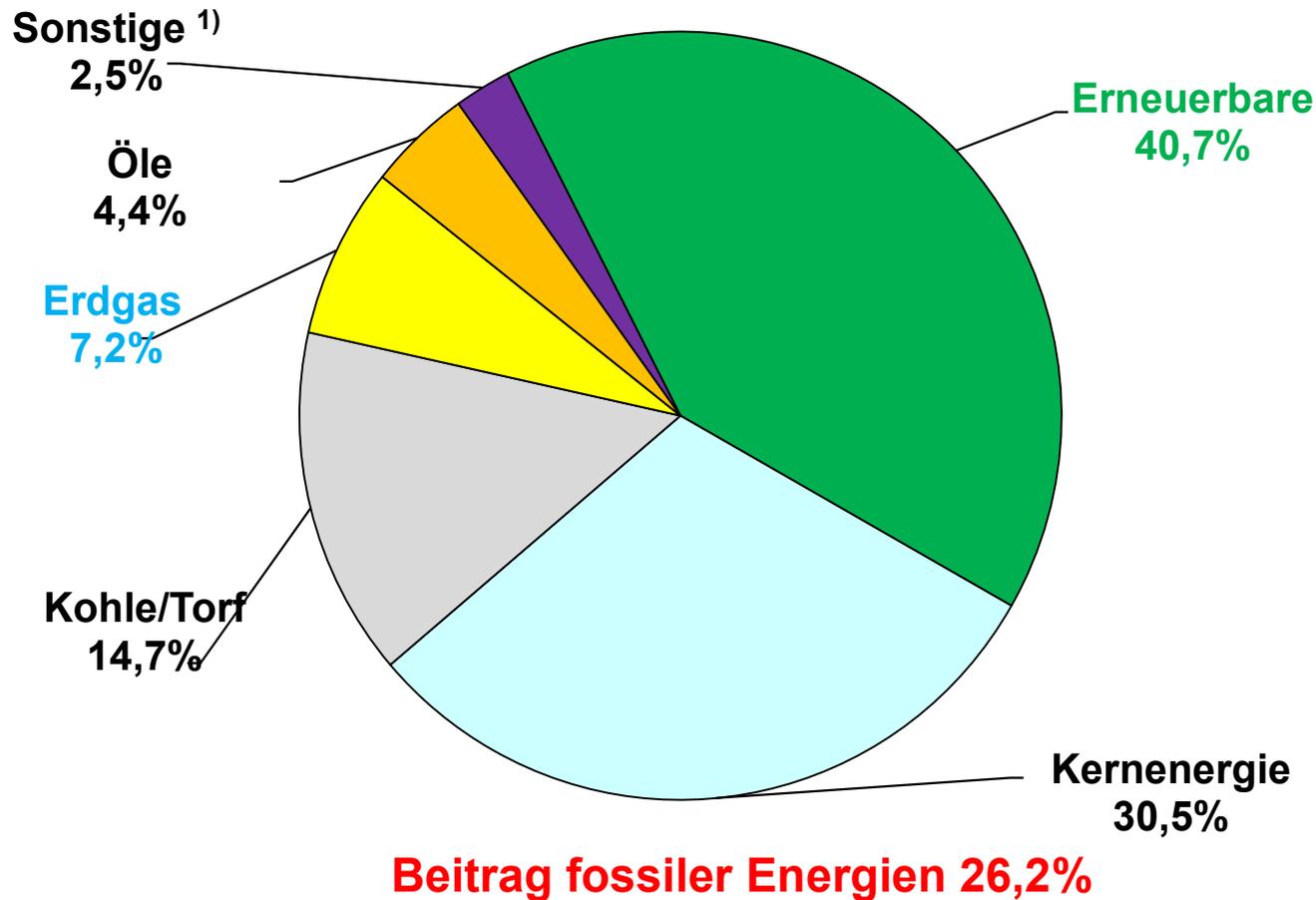
* Daten 2020 Final, Ausgabe bis 2/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: EU-27 447,1 Mio.

Primärenergieproduktion (PEP) nach Energieträgern mit Beitrag erneuerbare Energien in der EU-27 im Jahr 2020 nach Eurostat (4)

Jahr 2020: 24.094 PJ = 24,1 EJ = 6.693,3 TWh (Mrd. kWh) = 575,5 Mtoe; Veränderung 1990/2020 – 22,6%
Anteil 4,4% an der Gesamt-Primärenergieproduktion von 575,5 Mtoe



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Ausgabe 01/2022

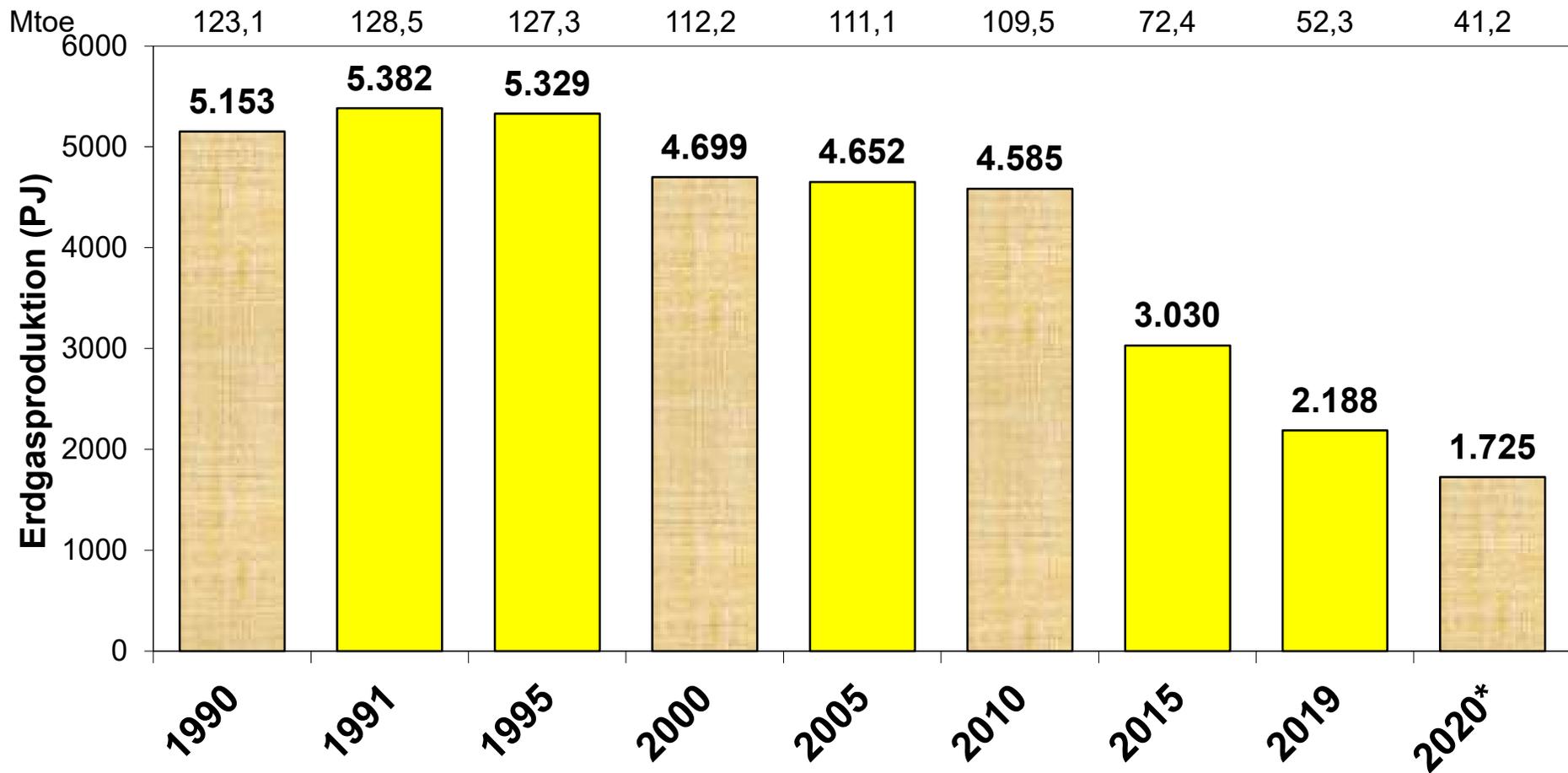
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,868 PJ;

1) Abfall, Abwärme, Speicherstrom u.a.

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 447,1 Mio.

Entwicklung Primärenergieproduktion Erdgas in der EU-27 von 2012-2020 nach Eurostat (1)

Jahr 2020: 1.725 PJ = 479,2 TWh (Mrd. kWh) = 41,2 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 66,5%
Anteil 7,2% an der Gesamt-Primärenergieproduktion von 24.096 PJ (575,5 Mtoe)



Grafik Bouse 2022

Erdgasproduktion nimmt ab!

* Daten 2020, Final, Stand 02/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert H_i der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 8,83 kWh

Erdgas = Naturgas;

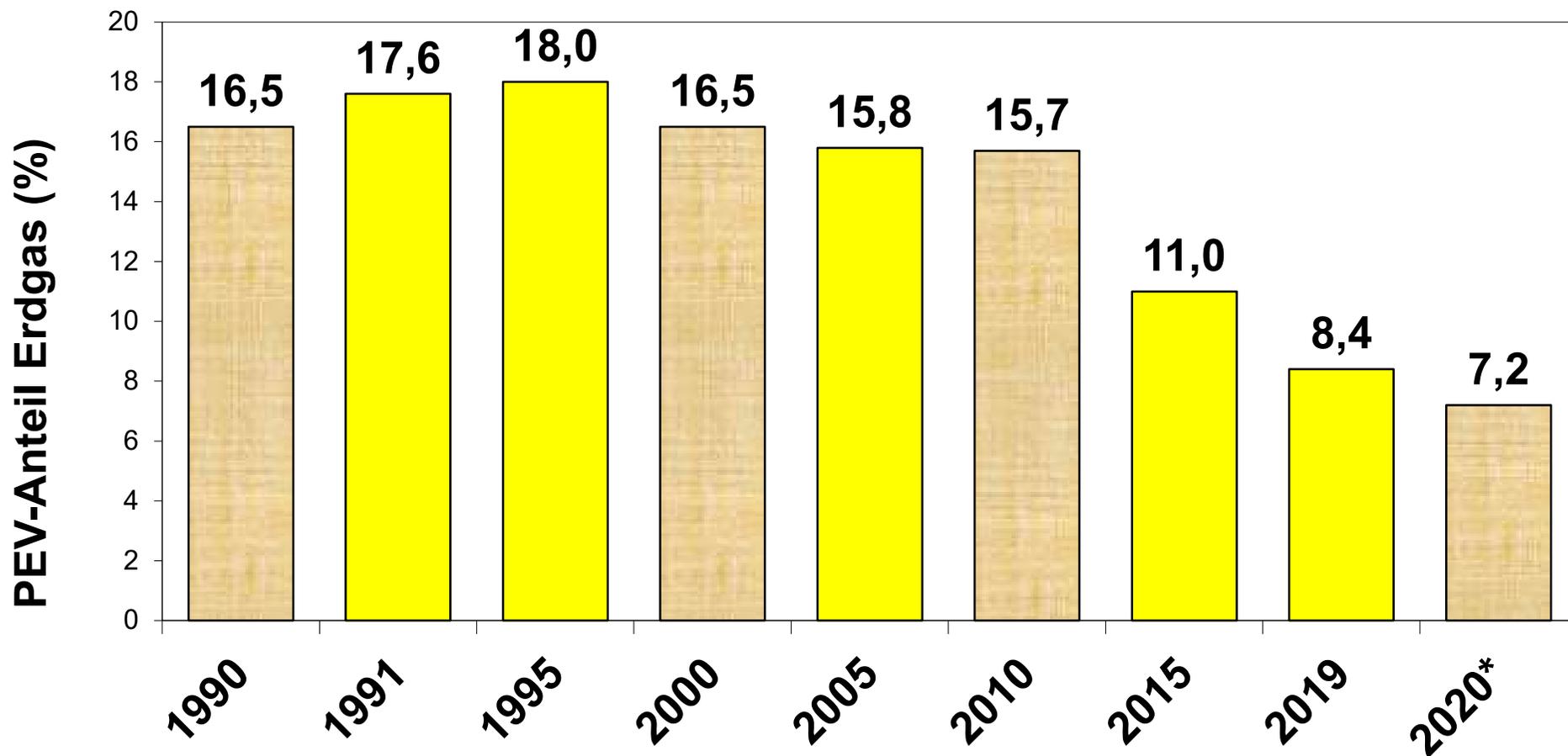
Erdgasförderung = Produktion = Primärerzeugung.

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio

Entwicklung Anteil **Energieträger Erdgas** an der Primärenergieproduktion (PEP) in der EU-27 von 1990-2020 (2)

Jahr 2020: PEP-Anteil Erdgas 7,2% von gesamt 575,5 Mtoe

Beitrag Erdgas 41,2 Mtoe = 1.725 PJ = 479,2 TWh (Mrd. kWh)



Grafik Bourse 2022

Anteil Erdgas an der gesamten Primärenergieproduktion nimmt ab

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

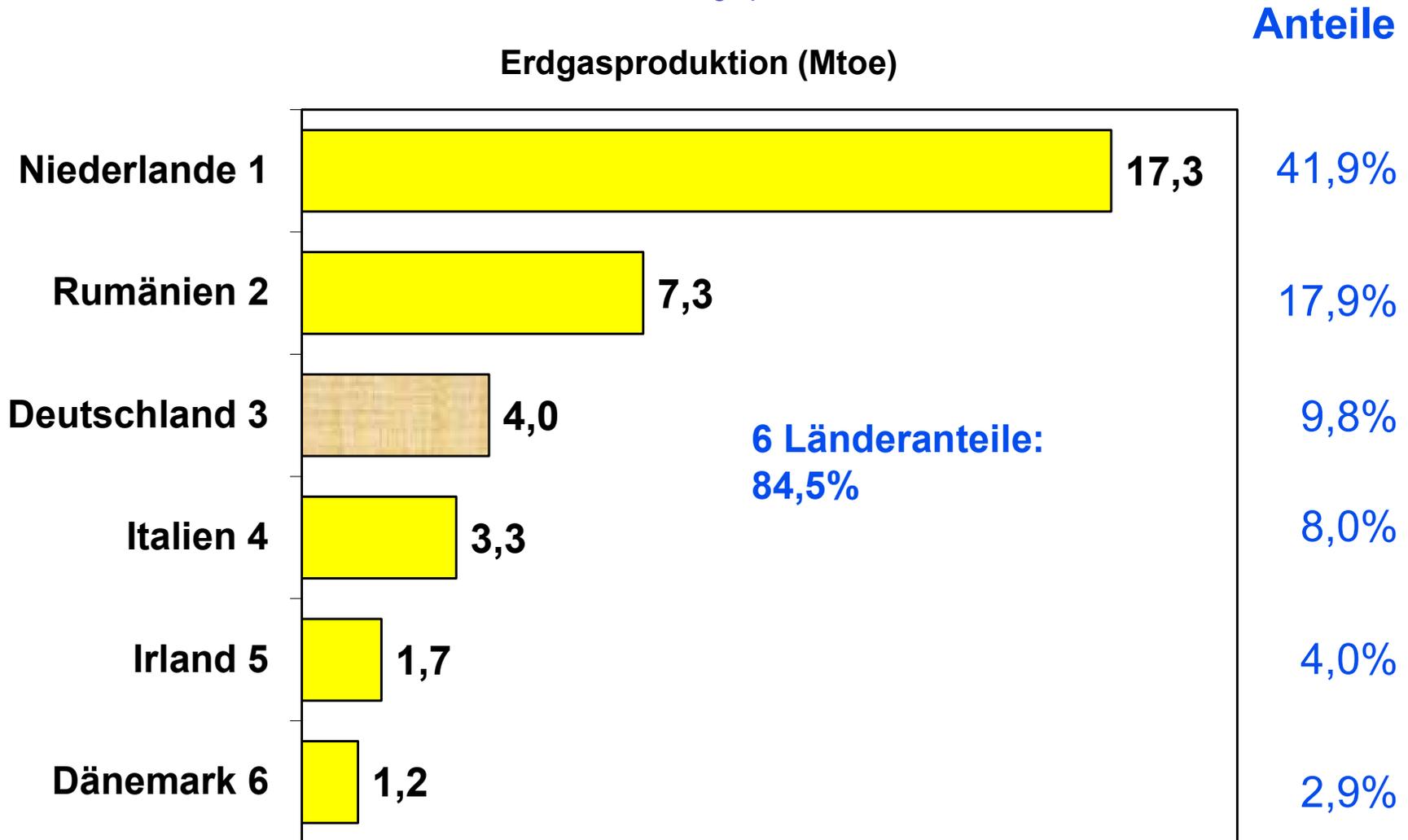
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Erdgas = Naturgas

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert Hi der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 8,83 kWh

6 Länder-Rangfolge der Erdgasproduktion in der EU-27 im Jahr 2020 nach Eurostat (3)

Jahr 2020: 41,2 Mtoe = 1.725 PJ = 479,2 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ – 21,2%
Anteil 7,2% an der Gesamt-Primärenergieproduktion von 575,5 Mtoe



* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Erdgas = Naturgas

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert Hi der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 8,83 kWh

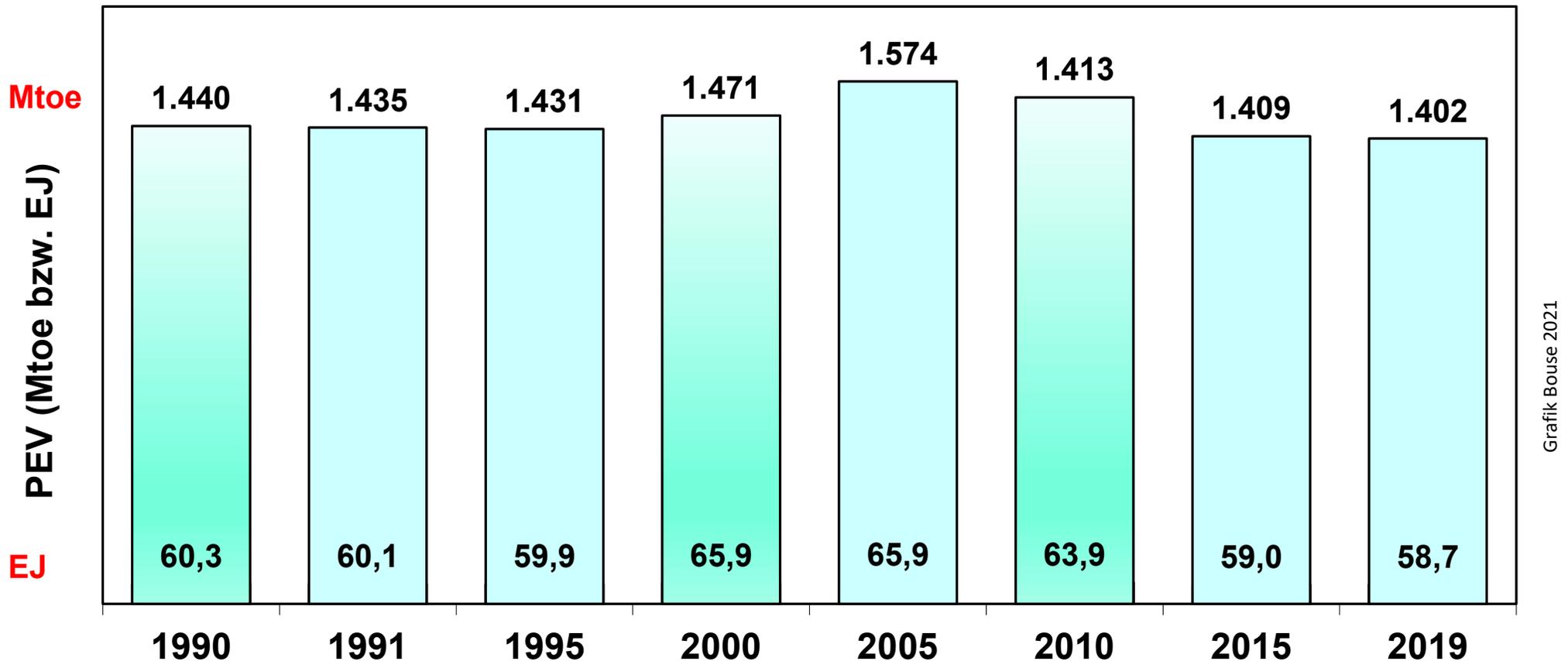
Primärenergieverbrauch (PEV)

Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) in der EU-27 von 1990 bis 2019 **nach IEA (1)**

Jahr 2019: Gesamt 58,7 EJ = 16.306 (TWh) Mrd. kWh = 1.402 Mtoe¹⁾; Veränderung 1990/2019 – 2,7%

Ø 131,3 GJ/Kopf = 36,5 MW/Kopf = 3,1 toe/Kopf

Weltanteil 10,0%



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 Final, Stand 09/2021

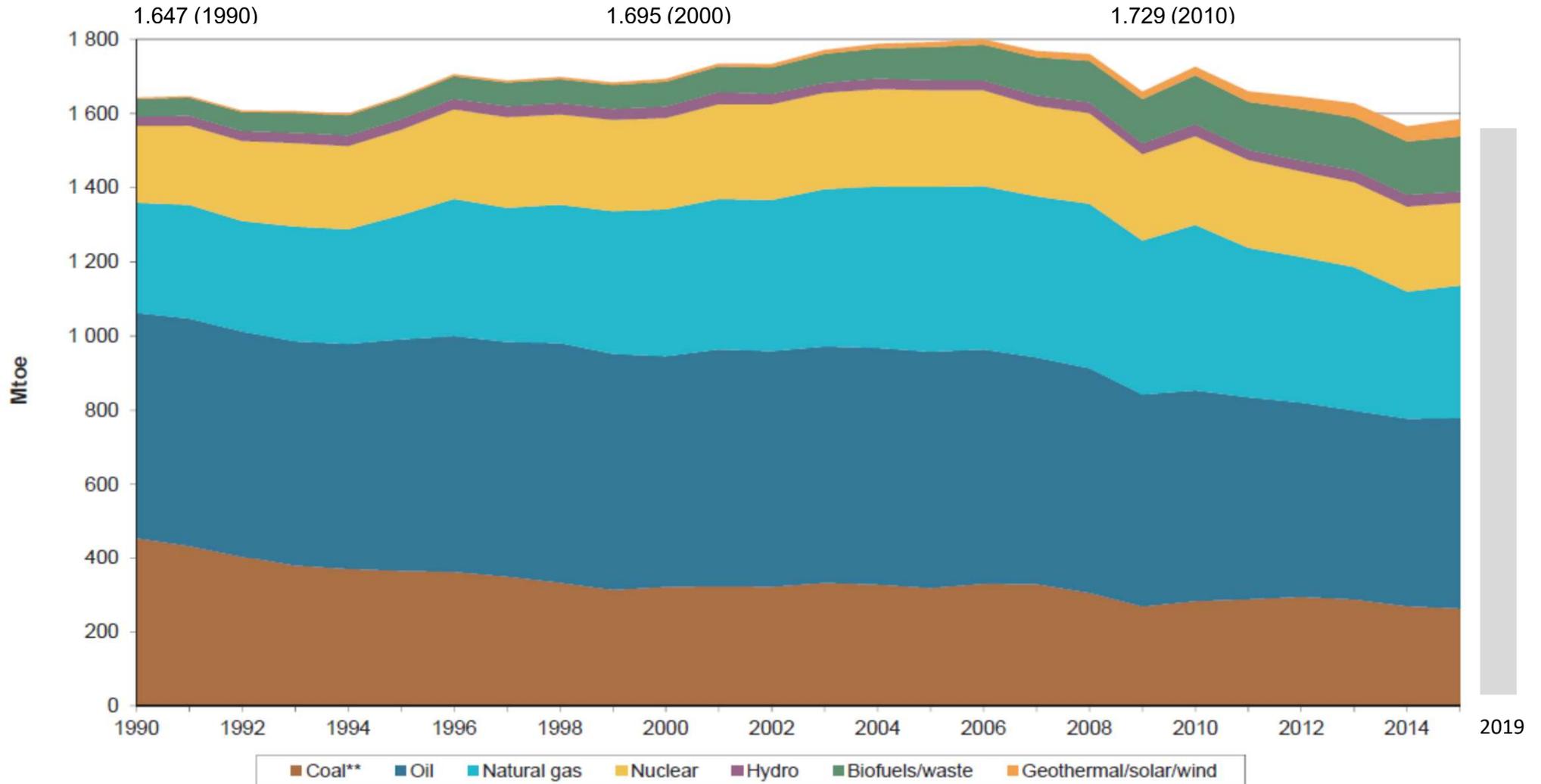
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 446,9 Mio.

Quelle: IEA 2021 aus BMWI – Gesamtdaten Tab. 31, 31a, Ausgabe 02/2022

Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern mit Beitrag Öle in der EU-27 von 1990 bis 2019 nach IEA (2)

Jahr 2019: Gesamt 58,7 EJ = 16.306 (TWh) Mrd. kWh = 1.402 Mtoe¹⁾; Veränderung 1990/2019 – 2,7%
Ø 131,3 GJ/Kopf = 36,5 MW/Kopf = 3,1 toe/Kopf
Weltanteil 10,0%



* Excluding electricity trade.

** In this graph, peat and oil shale are aggregated with coal, when relevant.

* Daten 2019 vorläufig, Stand 01/2022

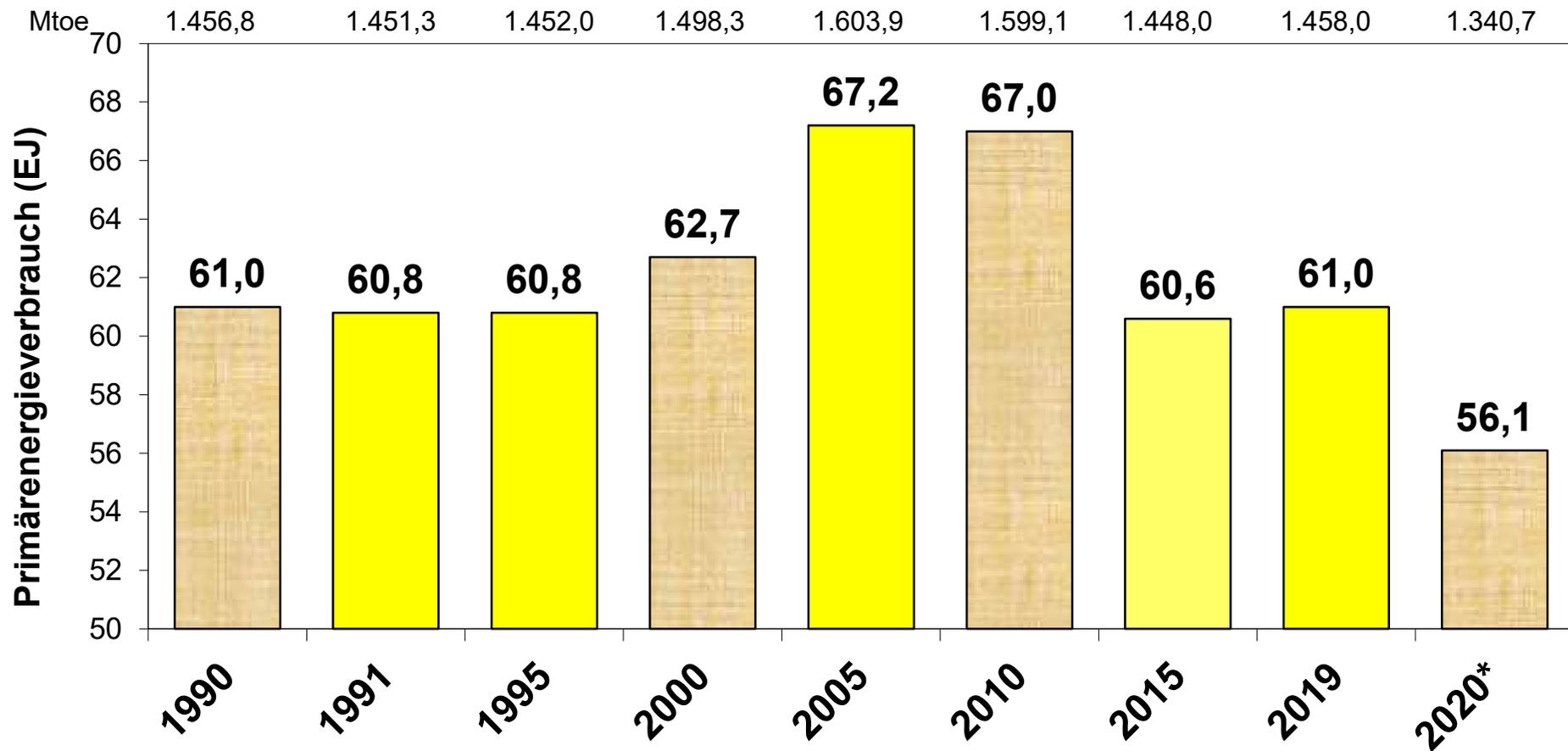
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 446,9 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Quelle: OECD/IEA – Statistik/Grafik Energiebilanz EU-28 1990-2015, 9/2017 aus www.iea.org; OECD/IEA Statistik, 9/2018 www.iea.org;

Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) in der EU-27 von 1990-2020 **nach Eurostat (3)**

Jahr 2020: Gesamt 56.136 PJ = 15.593,3 TWh (Mrd. kWh) = 1.340,7 Mtoe; Veränderung 1990/2020 - 8,0%
 Ø 125,6 GJ/Kopf = 34,9 MW/Kopf = 3,0 toe/Kopf
 Weltanteil k.A.



Grafik Bouse 2022

Primärenergieverbrauch nimmt ab!

* Daten 2020, Final, Stand 02/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert H_i der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 8.83 kWh

Erdgas = Naturgas;

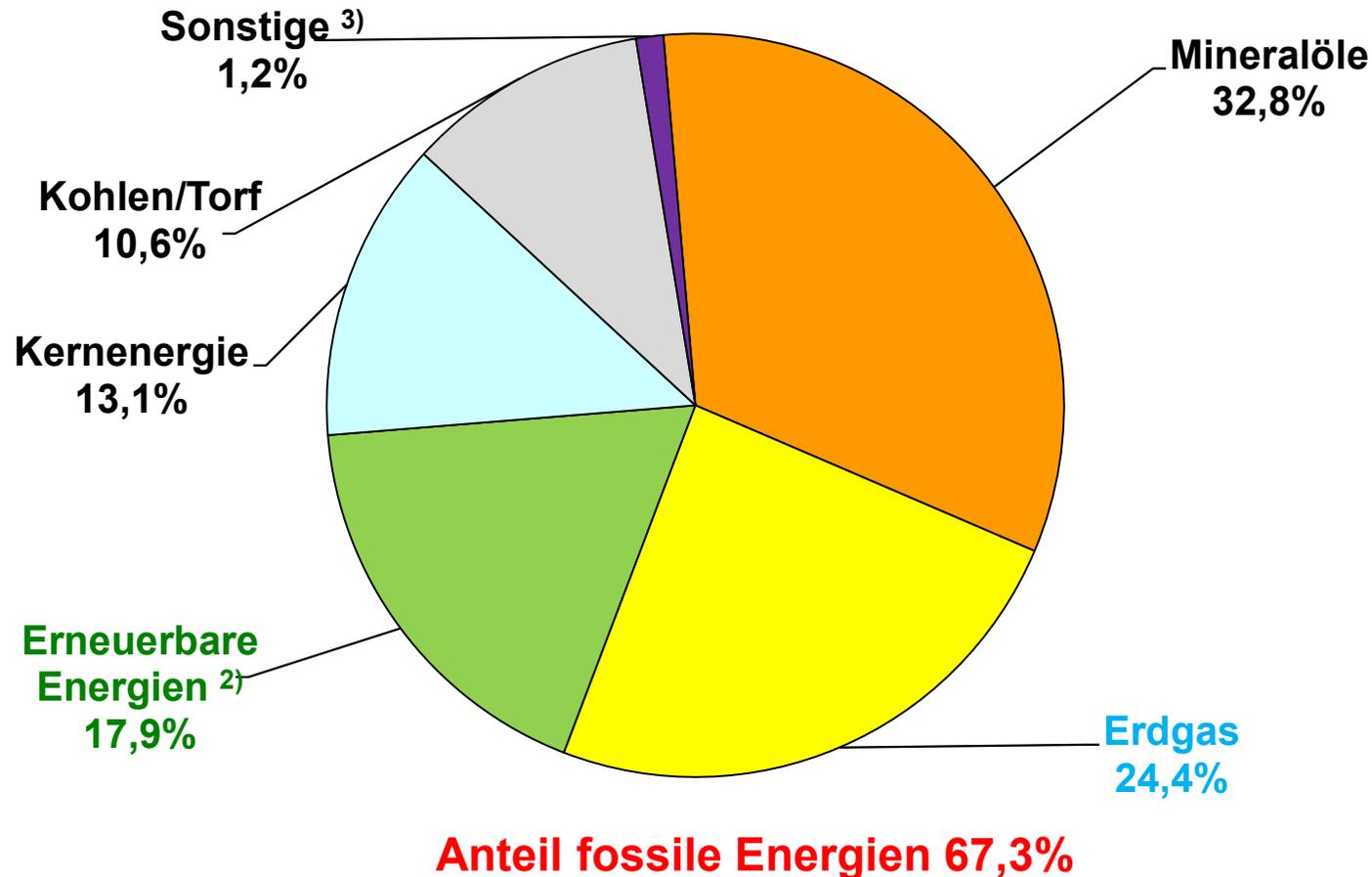
Erdgasförderung = Produktion = Primärerzeugung.

1) Gross Inland consumption = PEV Primärenergieverbrauch ohne internationale Luftfahrt 18,0 Mtoe = 1.340,7 Mtoe im Jahr 2020

Quelle: Eurostat - Energiebilanzen EU-27 2020, Ausgabe 02/2022 aus <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

Struktur Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern in der EU-27 im Jahr 2020 nach Eurostat (4)

Jahr 2020: Gesamt 56.136 PJ = 15.593,3 TWh (Mrd. kWh) = 1.340,7 Mtoe; Veränderung 1990/2020 - 8,0%
Ø 125,6 GJ/Kopf = 34,9 MW/Kopf = 3,0 toe/Kopf
Weltanteil k.A.



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

1) PEV Primärenergieverbrauch ohne internationale Luftfahrt 18,0 Mtoe

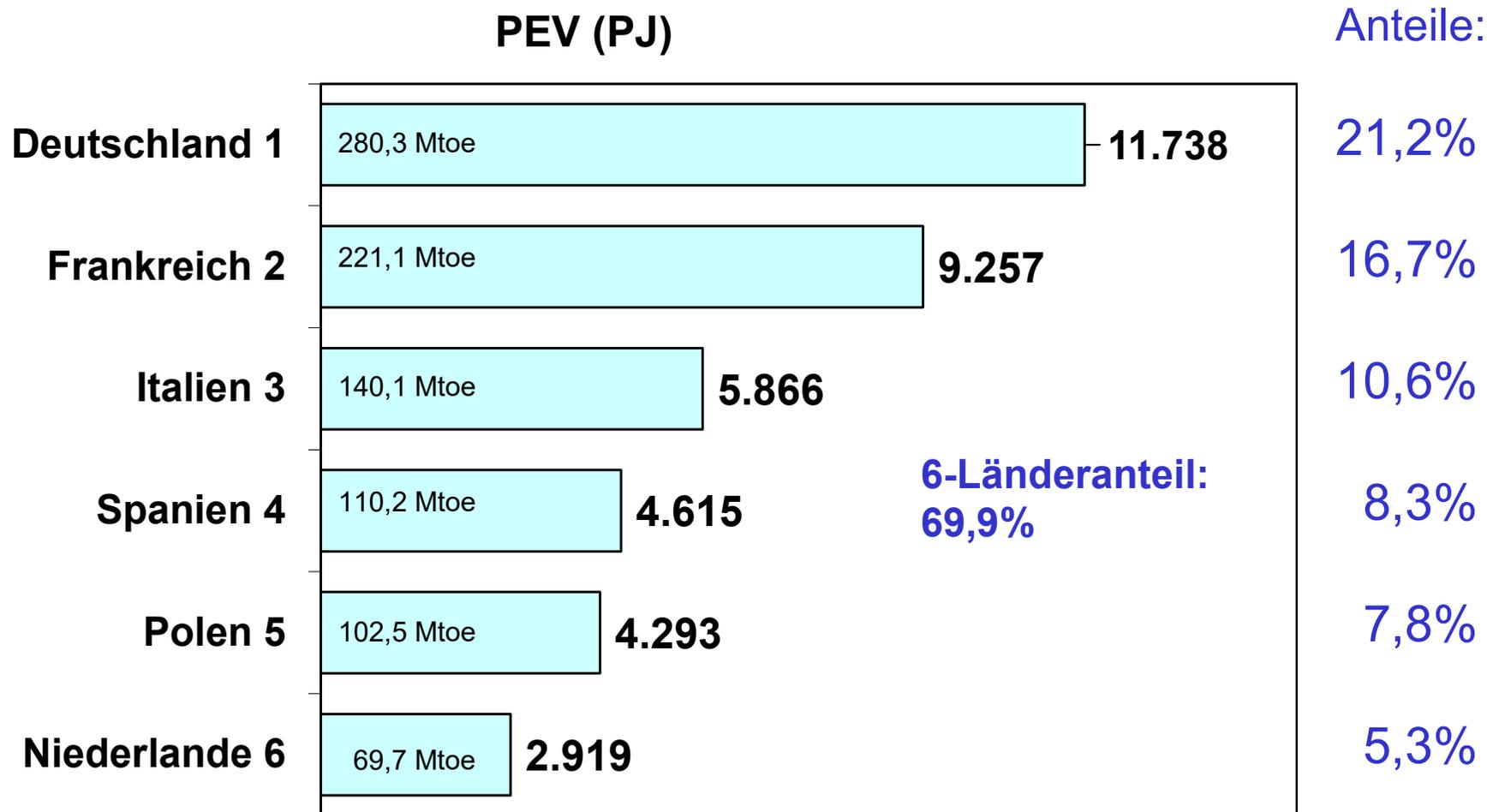
2) Erneuerbare Energien: Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Wind- und Solarenergie, Wärmepumpen

3) Sonstige = nicht biogener Abfall, Wärme, Speicherstrom u.a.

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

6-Länder-Rangfolge am Primärenergieverbrauch (PEV) in der EU-27 im Jahr 2020 **nach Eurostat (5)**

Jahr 2020: Gesamt 56.136 PJ = 15.593,3 TWh (Mrd. kWh) = 1.340,7 Mtoe; Veränderung 1990/2020 - 8,0%
 Ø 125,6 GJ/Kopf = 34,9 MW/Kopf = 3,0 toe/Kopf
 Weltanteil k.A.



* Daten 2020 Final, Stand 02/2022;

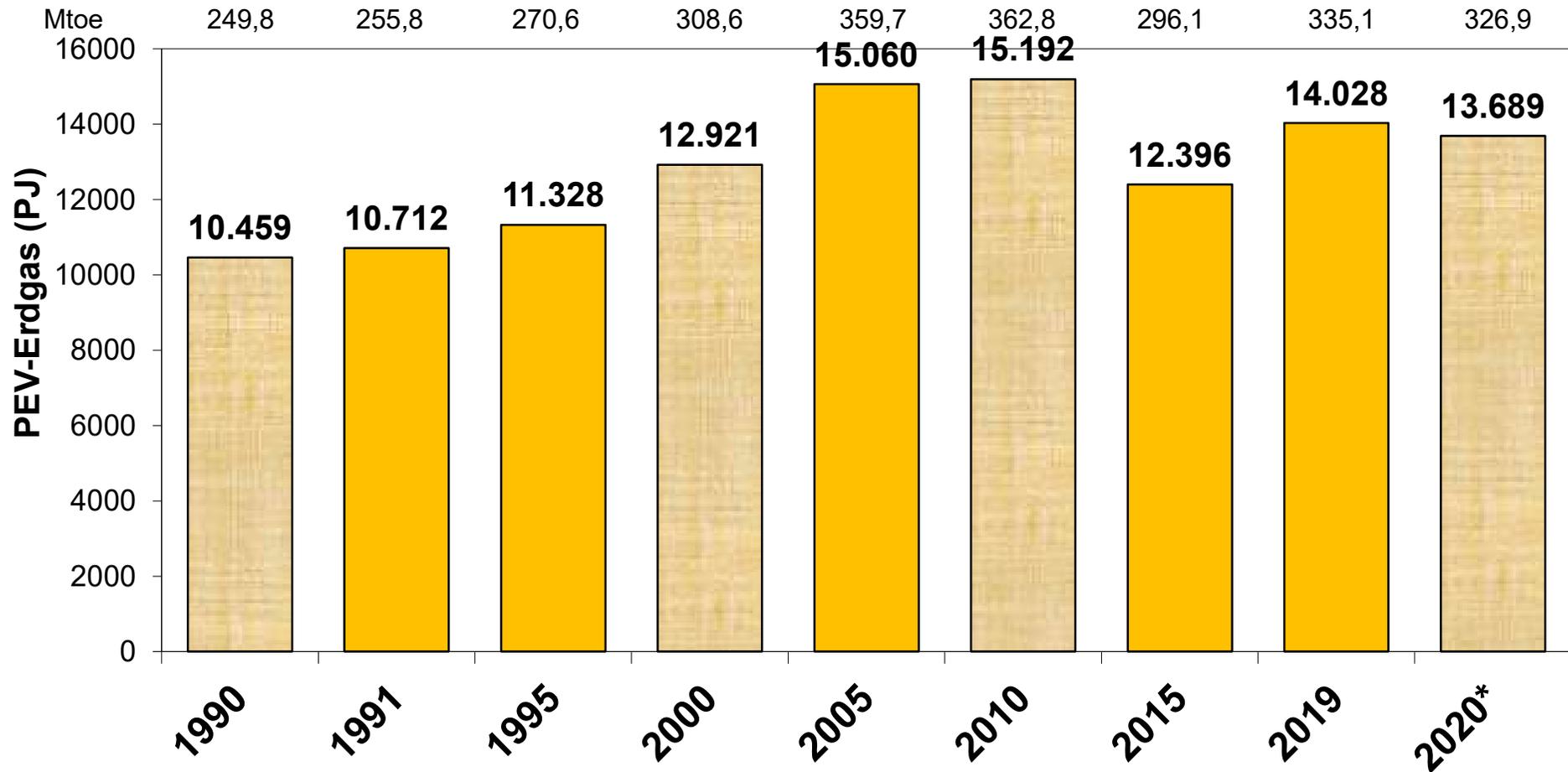
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) (Mio.): EU-27 447,1; D 83,2; F 67,4; I 59,5; Spanien 47,4; Polen 37,9; NL 17,4

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

1) PEV Primärenergieverbrauch ohne internationale Luftfahrt von 18,0 Mtoe = Gross Inland consumption

Entwicklung Primärenergieverbrauch Erdgas* (PEV-Erdgas) in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (1)

Jahr **326,9** Mtoe = 13.689 PJ = 3.802,4 TWh (Mrd. kWh), Veränderungen 1990/2020: - 20,6%
Anteil Erdgas 24,4% von 56,1 EJ = 1.340,7 Mtoe



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 02/2022

Mineralöle = Rohöl und Mineralölprodukte

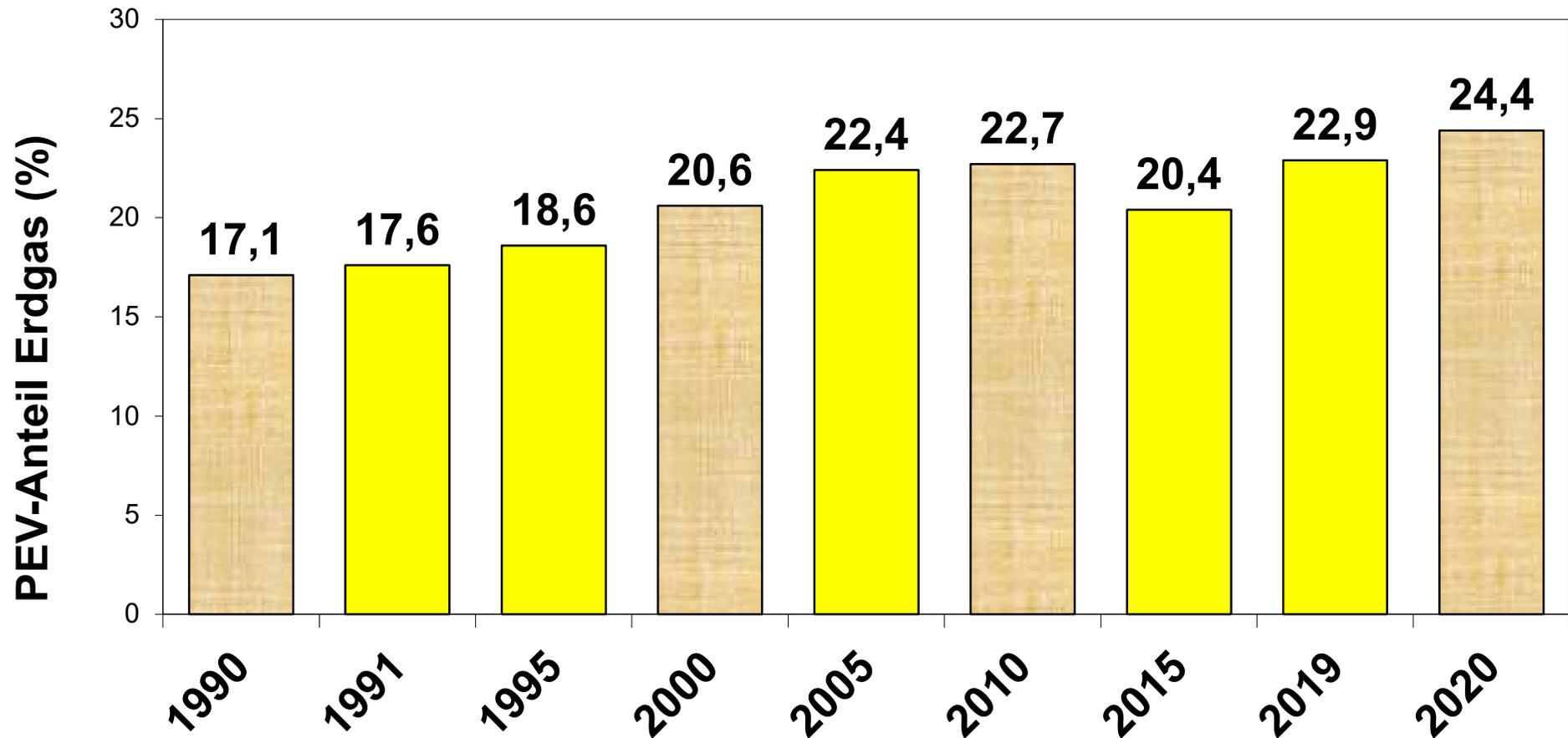
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Quelle: Eurostat – Energiebilanzen EU-27 2020, 02/2022

Entwicklung Anteil **Energieträger Erdgas** am Primärenergieverbrauch (PEV) in der EU-27 von 1990-2020 (2)

Jahr 2020: PEV-Anteil Erdgas 24,4%

Beitrag Erdgas 326,9 Mtoe = 13.689 PJ von 1.340,7 Mtoe



Grafik Bouse 2022

Anteil Erdgas am Primärenergieverbrauch nimmt zu

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

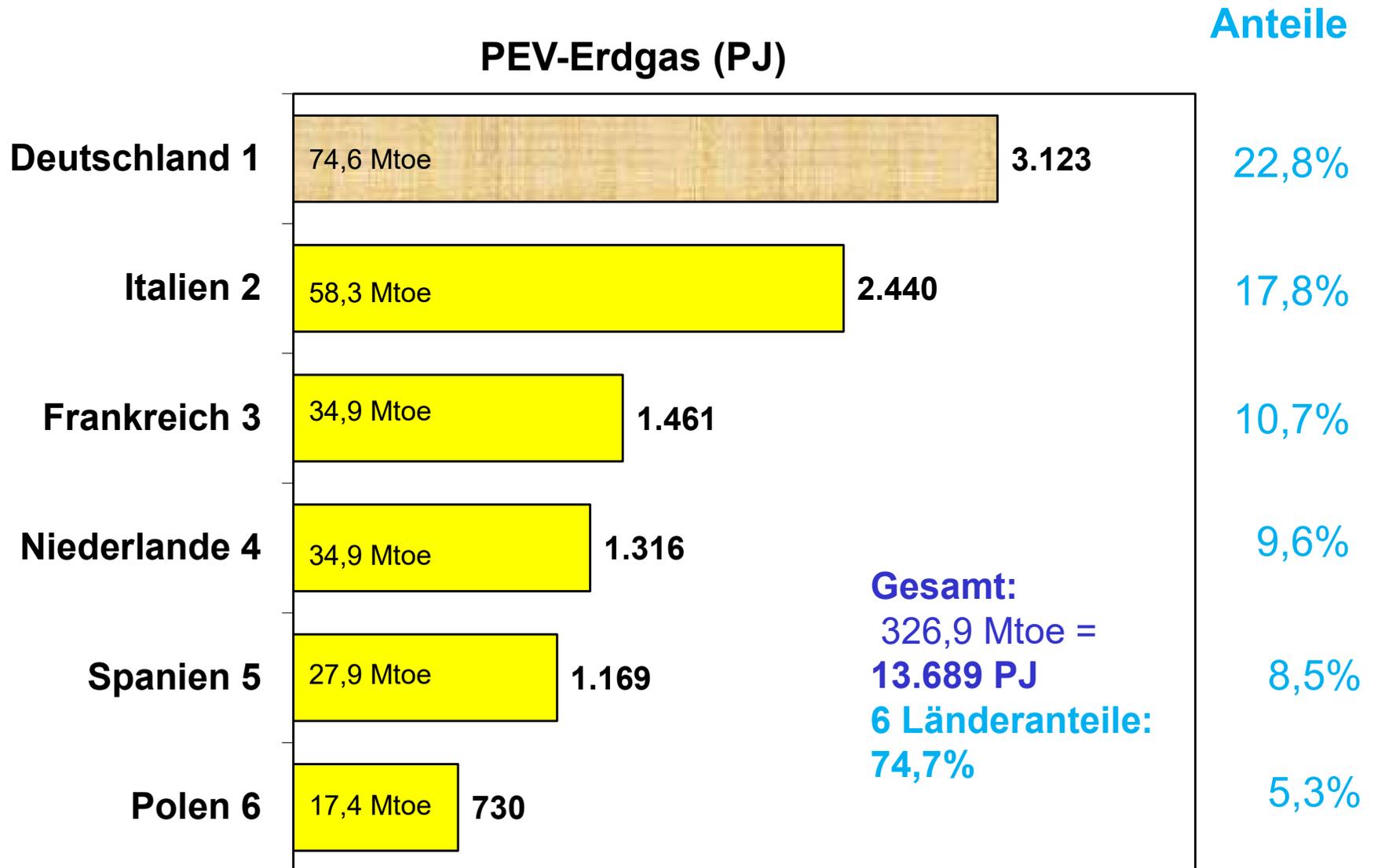
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Erdgas = Naturgas

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert Hu der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 9,7 kWh

TOP 6-Länder-Rangfolge beim Primärenergieverbrauch Erdgas (PEV-Erdgas) in der EU-27 im Jahr 2020 (3)



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020, Final, Stand 02/2022
 Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ
 Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert Hu der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 9,70 kWh
 Erdgas = Naturgas; Erdgasförderung = Produktion = Primärerzeugung.

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio

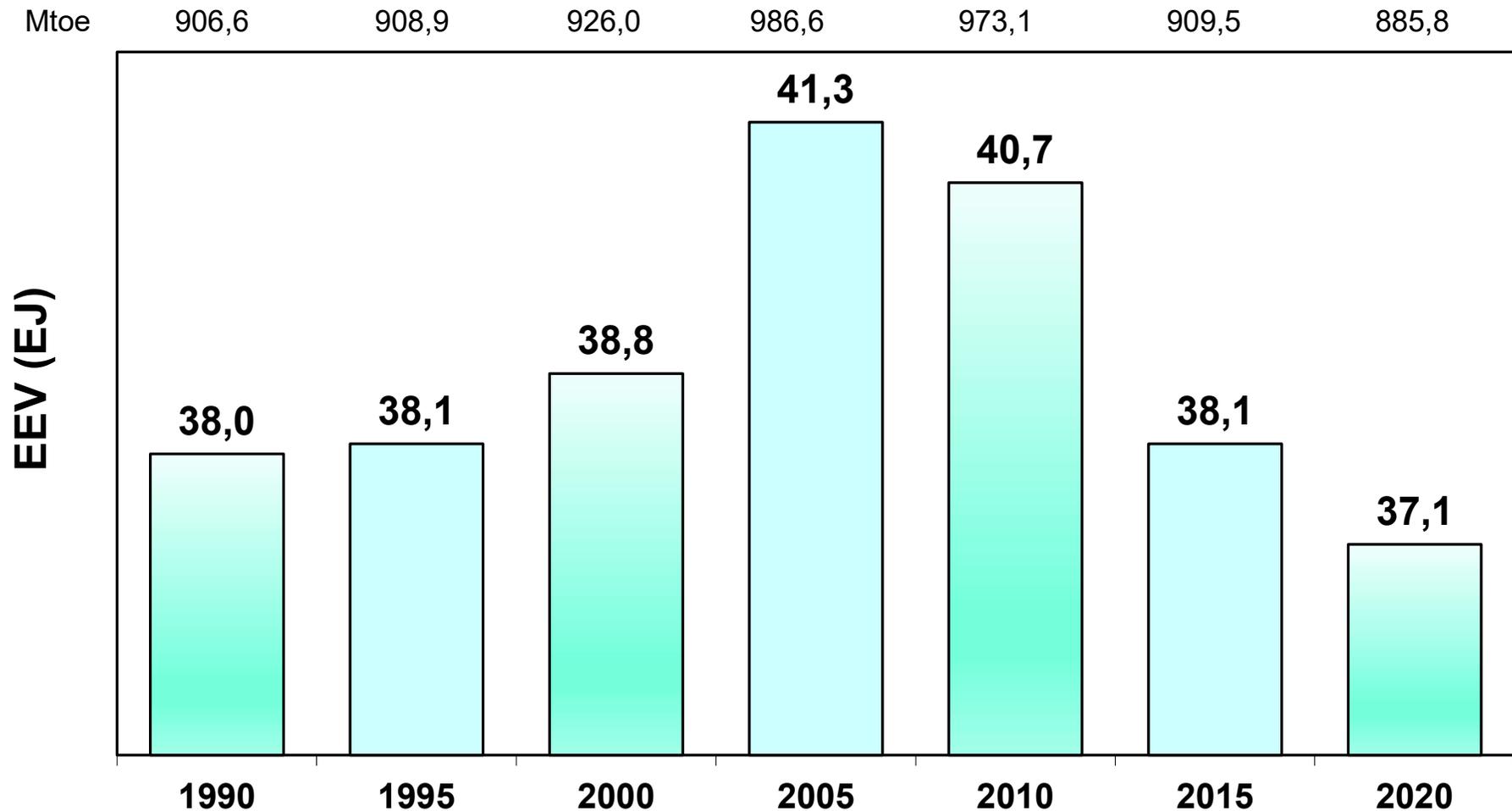
Endenergieverbrauch (EEV)

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) mit Beitrag Erdgas in der EU-27 von 1990 bis 2020 nach IEA/Eurostat (1)

Jahr 2020: 37.087 PJ = 10.302 TWh (Mrd. kWh) = 885,8 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 2,3%

Ø 83,0 GJ/Kopf = 23,0 MWh/Kopf = 2,0 toe/Kopf

Beitrag Erdgas 193,8 Mtoe, Anteil 21,9%



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022;

E-Einheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

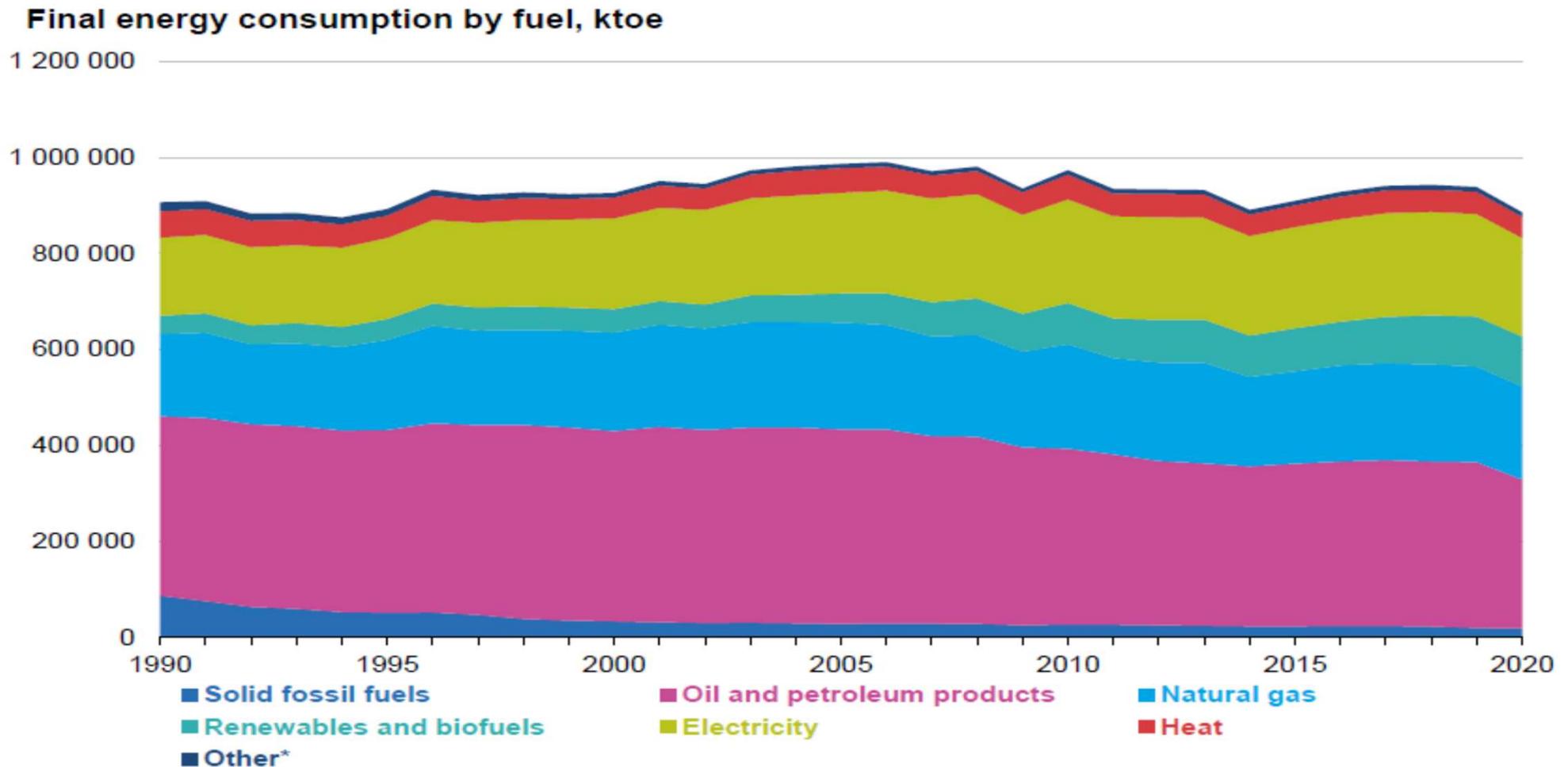
Quellen: IEA 1990-1995, Eurostat – Energiebilanzen EU-27 2000-2020, Ausgabe 02/2022

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (2)

Jahr 2020: 37.087 PJ = 10.302 TWh (Mrd. kWh) = 885,8 Mtoe, Veränderung 90/20 – 2,3%

Ø 83,0 GJ/Kopf = 23,0 MWh/Kopf = 2,0 toe/Kopf

Beitrag Erdgas 193,8 Mtoe, Anteil 21,9%



*Other includes peat and peat products, oil shale and oil sands, manufactured gases and non-renewable waste.
Sonstige umfasst Torf und Torfprodukte, Ölschiefer und Ölsand, Industriegase und nicht erneuerbare Abfälle.

* Daten 2020 Final, Stand 2/2022;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

E-Einheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Nachrichtlich: Endverbrauch (EV) 2020 = 975,4 Mtoe = EEV 885,8 Mtoe + Nichtenergieverbrauch (NEV) 89,6 Mtoe, davon Kohle/Torf 1,5, 73,6, Erdgas 14,5 Mtoe

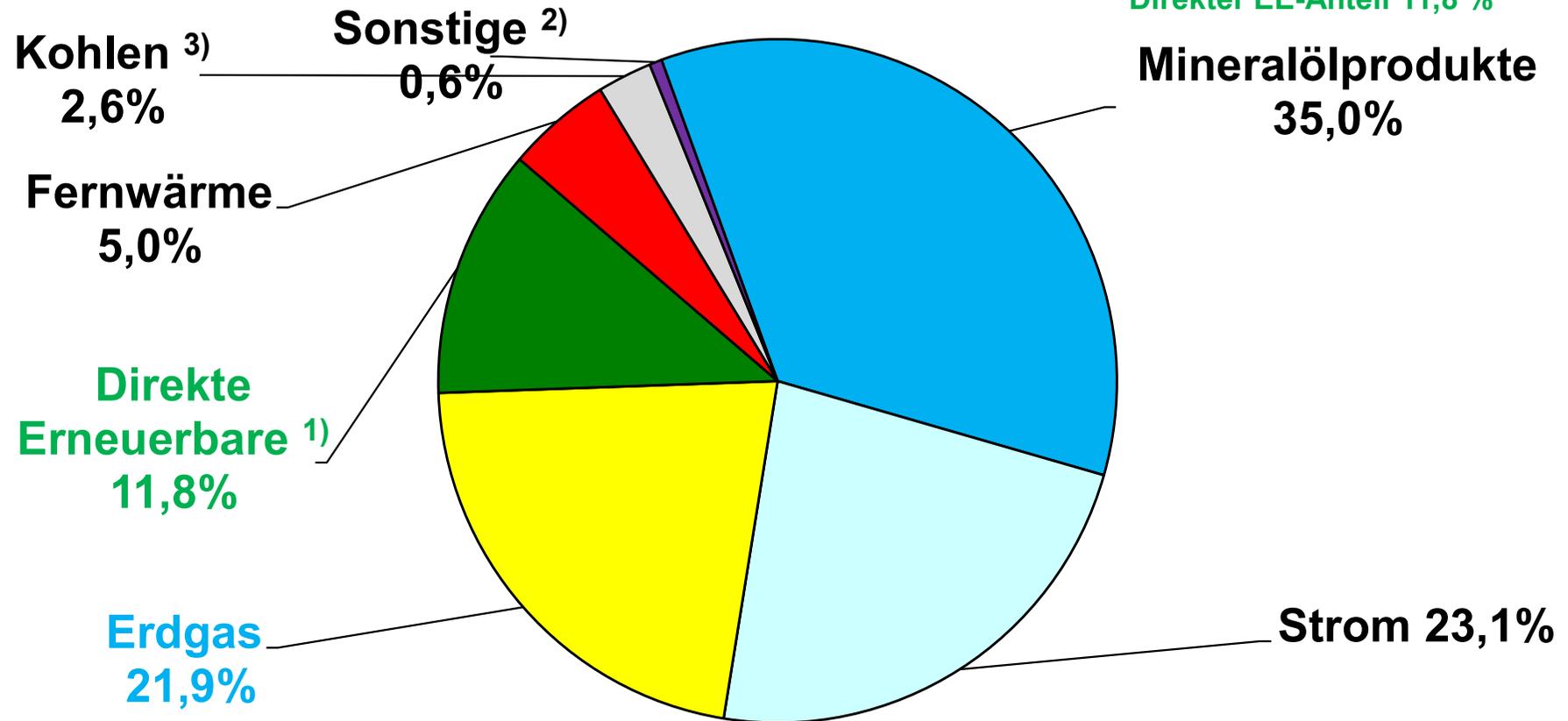
Struktur Endenergieverbrauch (EEV)¹⁾ nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas in der EU-27 im Jahr 2020 nach Eurostat (3)

Gesamt 37.087 PJ = 10.302 TWh (Mrd. kWh) = 885,8 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 2,3%

Ø 83,0 GJ/Kopf = 23,0 MWh/Kopf = 2,0 toe/Kopf

Beitrag Erdgas 193,8 Mtoe, Anteil 21,9%

Beitrag EE 4.365 PJ = 1.240 TWh = 104,25 Mtoe ¹⁾
Direkter EE-Anteil 11,8 %



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022;

E-Einheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

1) Erneuerbare Energie: Direkte EE 11,8% (Bioenergie einschl. biogener Abfall (50%), Geothermie, Solarthermie);

Indirekte EE 10,9% (in Wasserkraft, Solar, Wind u.a. sind in Strom und Fernwärme enthalten)

Gesamt EE 21,8% Eigene Schätzung in Anlehnung an EurObserv'ER 2019, Stand 2021

2) Sonstige: nicht biogener Abfall (50%), Abwärme u.a. 0,6%

3) Kohlen einschließlich hergestelltes Gas und Torf

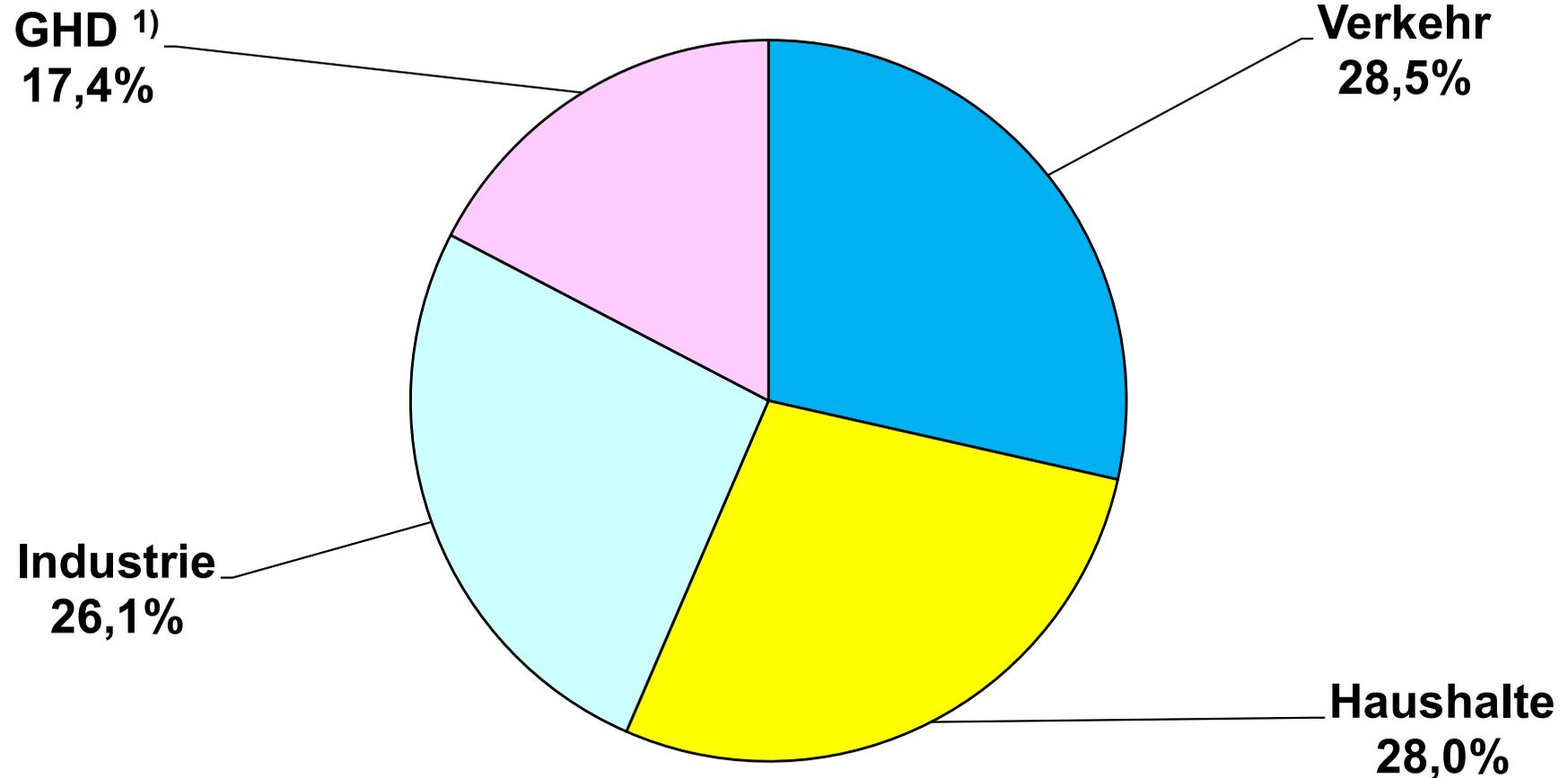
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Struktur Endenergieverbrauch (EEV) mit Beitrag Erdgas nach Sektoren ¹⁾ in der EU-27 im Jahr 2020 nach Eurostat (4)

Gesamt 37.087 PJ = 10.302 TWh (Mrd. kWh) = 885,8 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 2,3%

Ø 83,0 GJ/Kopf = 23,0 MWh/Kopf = 2,0 toe/Kopf

Beitrag Erdgas 193,8 Mtoe, Anteil 21,9%



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022;

E-Einheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Sektoren: Industrie, Verkehr, Private Haushalte, GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (Fischerei, Forst- und Landwirtschaft u.a.)

Quelle: Eurostat – Energiebilanzen EU-27 1990-2020, Ausgabe 02/2022

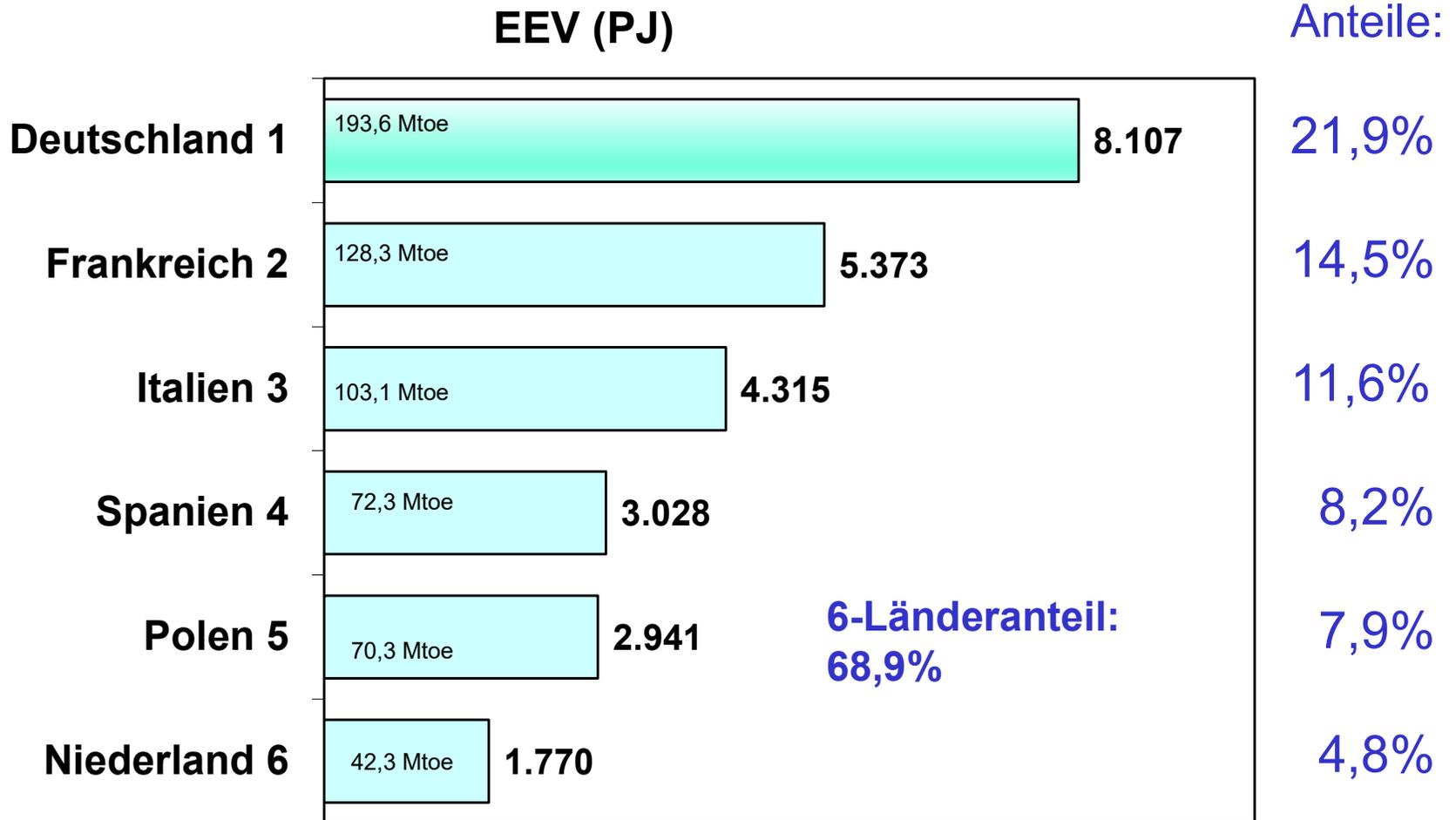
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

6-Länder-Rangfolge am Endenergieverbrauch (EEV) mit Beitrag Erdgas in der EU-27 im Jahr 2020 nach Eurostat (5)

Gesamt 37.087 PJ = 10.302 TWh (Mrd. kWh) = 885,8 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 2,3%

Ø 83,0 GJ/Kopf = 23,0 MWh/Kopf = 2,0 toe/Kopf

Beitrag Erdgas 193,8 Mtoe, Anteil 21,9%



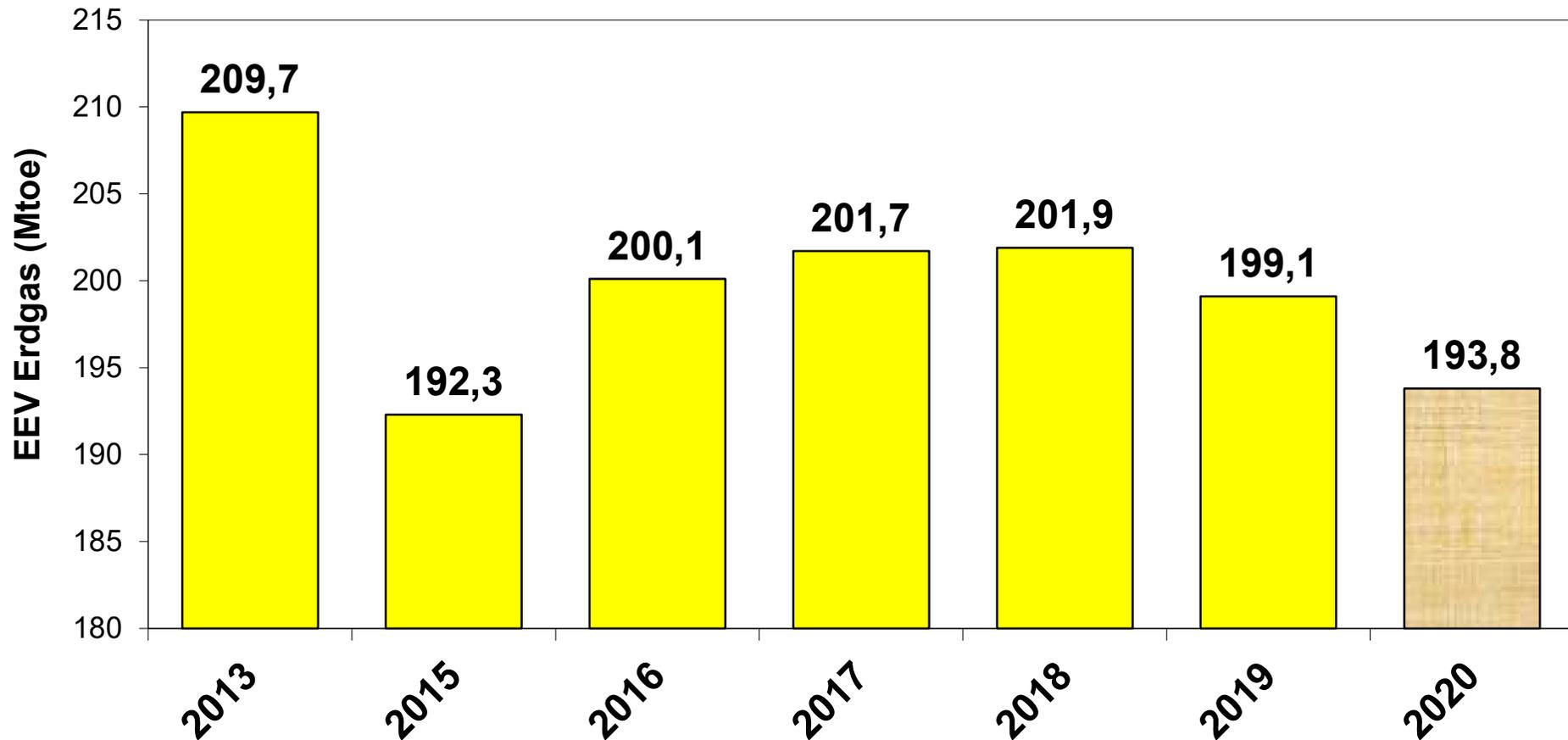
* Daten 2020 Final, Stand 02/2022;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) (Mio.): EU-27 447,1, D 83,2; F 67,4; I 59,5; Spanien 47,4; Polen 37,9, NL 17,4

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

Entwicklung Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) in der EU-27 von 2013-2020 nach Eurostat (1)

Jahr 2020: 193,8 Mtoe = 8.115 PJ = 2.254 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ – 2,6%
Anteil 21,9% am Endenergieverbrauch von 885,8 Mtoe



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020, Final, Stand 02/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

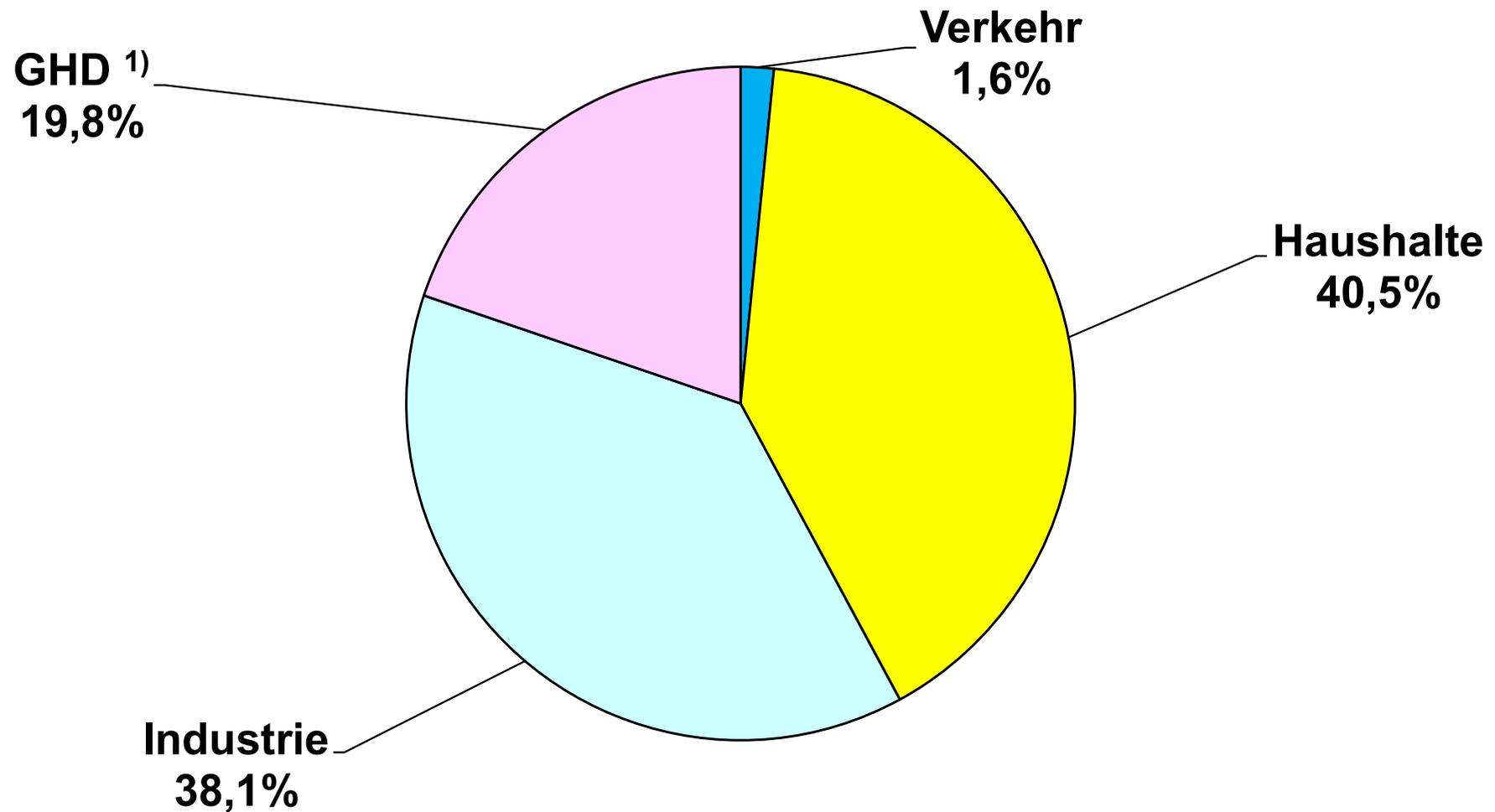
Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 9,70 kWh

Erdgas = Naturgas;

Erdgasförderung = Produktion = Primärerzeugung.

Struktur Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) nach Sektoren ¹⁾ in der EU-27 im Jahr 2020 nach Eurostat (2)

Gesamt 8.115 PJ = 2.254 TWh (Mrd. kWh) = 193,8 Mtoe, Veränderung 1990/2020 – 2,3%
Ø 18,2 GJ/Kopf = 5,0 MWh/Kopf = 0,4 toe/Kopf



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022;

E-Einheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

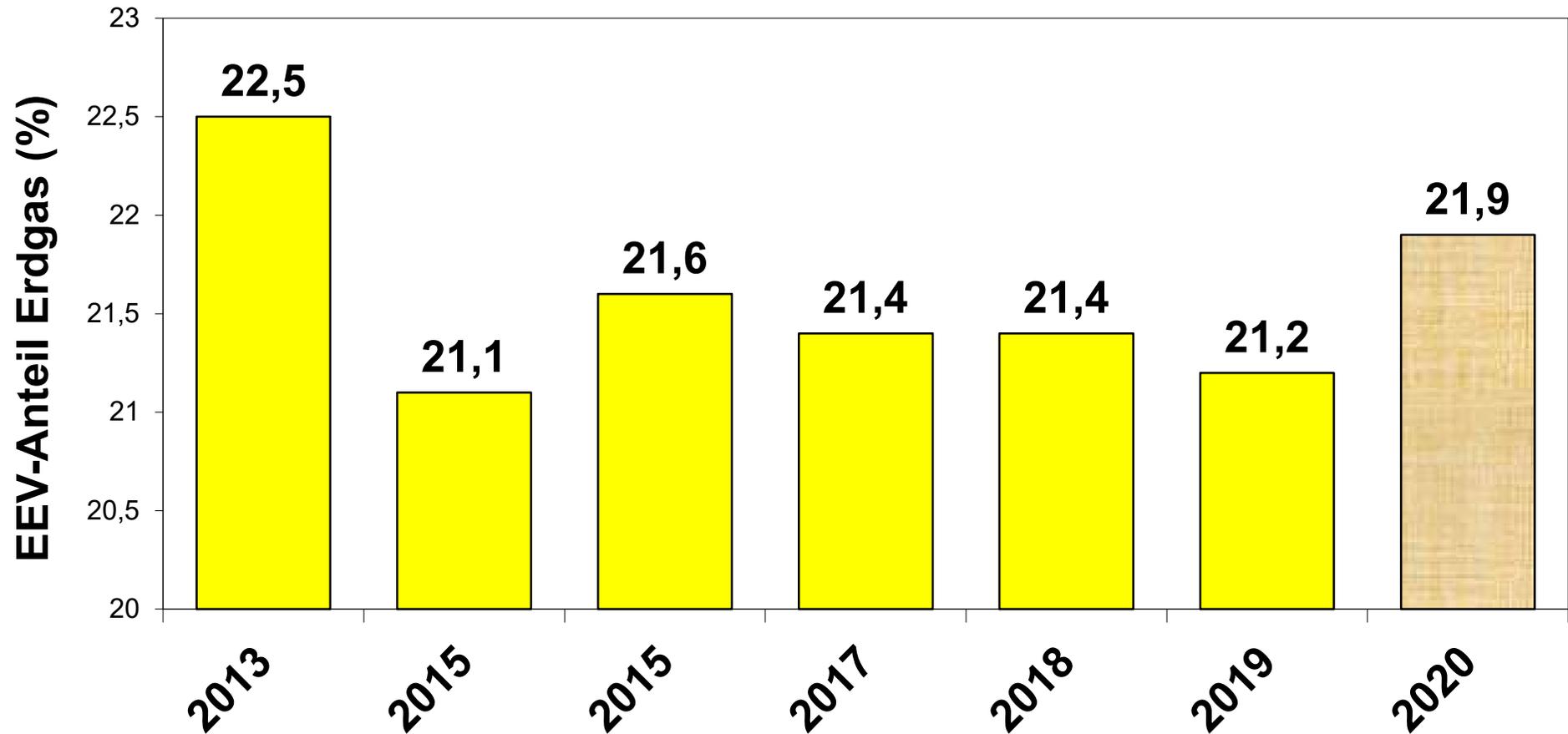
1) Sektoren: Industrie, Verkehr, Private Haushalte sowie GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (Fischerei, Forst- und Landwirtschaft u.a.)

Quelle: Eurostat – Energiebilanzen EU-27 2020, Ausgabe 02/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Entwicklung Anteil Energieträger Erdgas am Endenergieverbrauch (EEV) in der EU-27 nach IEA, Eurostat von 2013-2020 (3)

Jahr 2020: Anteil 21,9%
Beitrag 193,8 Mtoe von gesamt 885,8 Mtoe



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022;

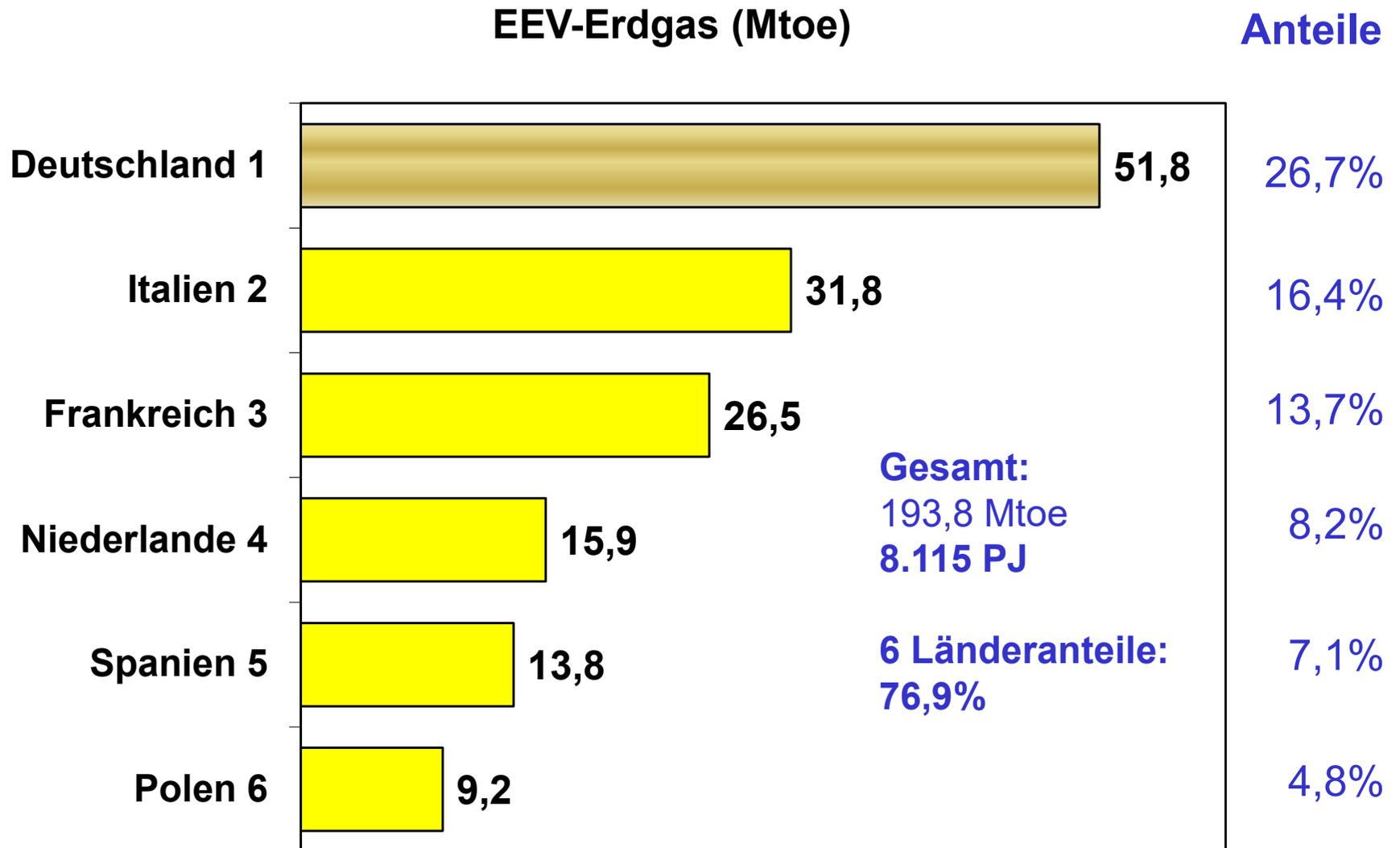
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert Hu der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 9,7 kWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Quelle: Eurostat - Energiebilanz EU-27 bis 2020, Stand 02/2022 aus <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

TOP 6-Länder-Rangfolge beim Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) in der EU-27 im Jahr 2020 (4)



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 02/2022;

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert Hu der Gase 1 m³ = 9,7 kWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

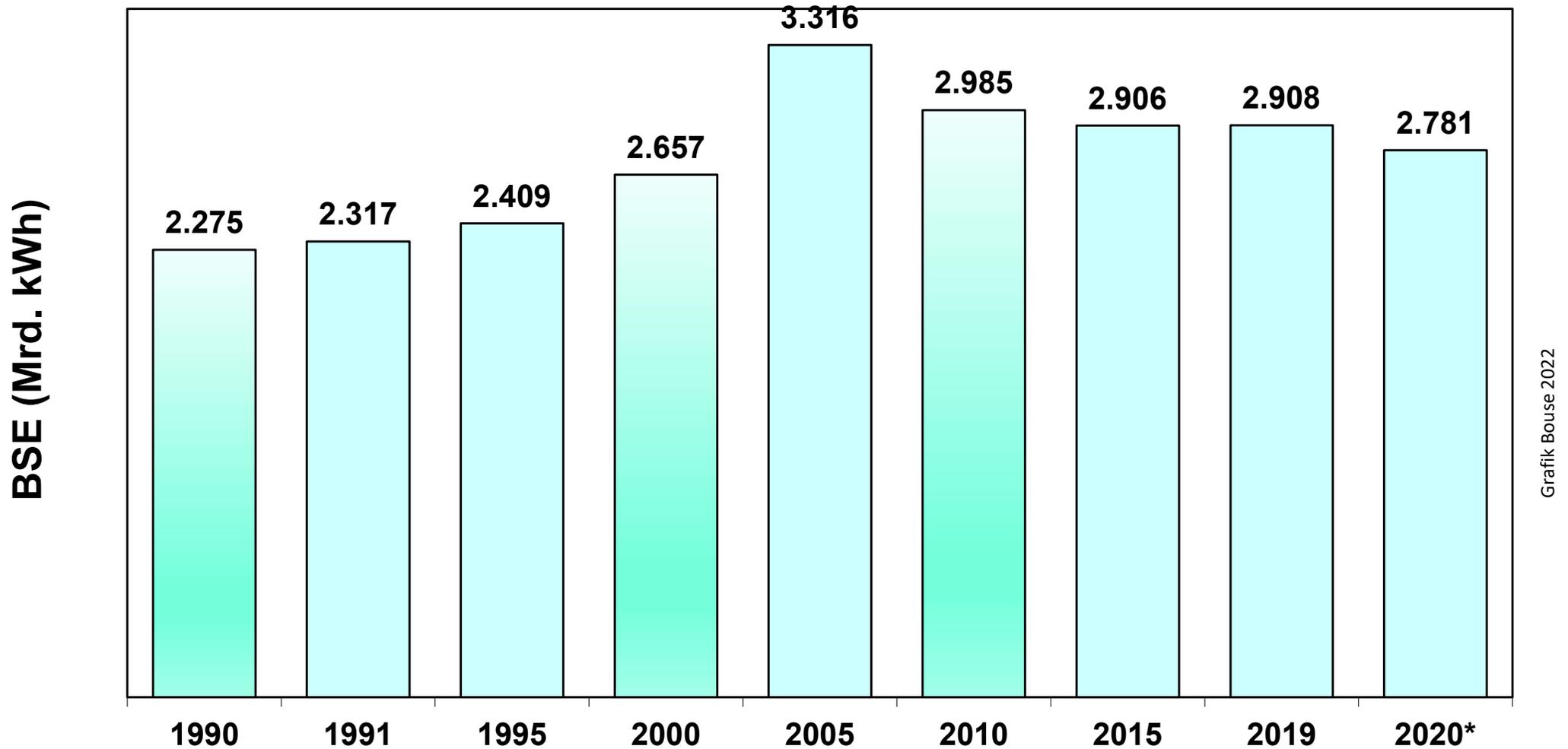
Stromversorgung

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) in der EU-27 von 1990-2020 **nach Eurostat** (1)

Jahr 2020: Gesamt 2.781,5 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2020 + 22,3%

6.221 kWh/Kopf

davon Beitrag Erdgas 560,1 TWh, Anteil EE an BSE 20,1%



* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Quelle: Eurostat (Erzeugung von Elektrizität und abgeleiteter Wärme nach Brennstoff) [47], Werte für 2020 vorläufig auf Basis der „Early Estimates“ [48]
aus BMWI „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2020, S. 55; 10/2021; Eurostat - Energiebilanzen EU-27 2020, Ausgabe 2/2022

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern in der EU-27 von 2014-2020 nach Eurostat (2)

Jahr 2020: Gesamt 2.781,5 TWh, Veränderung 1990/2020 + 22,3%
6.221 kWh/Kopf

davon Beitrag Erdgas 560,1 TWh, Anteil EE an BSE 20,1%

Gross electricity production

European Union (27 countries)

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020P
Total	2 861 544	2 906 836	2 928 336	2 961 038	2 945 303	2 905 784	2 791 317 P

Source: Eurostat (nrg_ind_pehof & nrg_ind_pehmf)

Solid fossil fuels (coal), Peat, Oil shale and oil sands ¹⁾

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020P
Anthracite	12 531	12 238	4 878	4 103	4 013	700	621 P
Coking coal	9 440	1 073	8 638	11 164	8 805	2 993	2 268 P
Other bituminous coal	347 942	370 703	340 839	318 143	286 531	202 615	150 119 P
Sub-bituminous coal	4 613	4 722	2 634	3 170	2 394	1 554	403 P
Lignite	315 467	313 662	299 424	301 921	291 618	241 259	195 598 P
Coke oven coke	2	1	0	0	0	0	0 P
Patent fuel	0	0	0	0	0	0	0 P
Brown coal briquettes	2 766	2 616	2 631	2 329	2 132	1 799	1 578 P
Coal tar	8	14	17	8	11	15	18 P
Peat	6 163	5 834	5 487	5 243	5 022	5 161	3 403 P
Peat products	5	6	1	0	0	1	0 P
Oil shale and oil sands	10 302	7 987	9 623	9 912	9 380	4 318	2 225 P
Sub-total	709 239	718 756	674 172	653 994	610 806	460 415	356 233 P

Source: Eurostat (nrg_ind_pehof)

Natural gas and manufactured gases

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020P
Natural gas	357 022	396 339	466 350	525 243	490 627	566 135	566 448 P
Coke oven gas	5 769	7 201	7 114	7 714	7 212	7 179	7 586 P
Gas works gas	2 511	2 079	2 260	1 995	1 797	1 720	1 186 P
Blast furnace gas	21 495	20 730	20 566	20 844	20 872	19 447	19 709 P
Other recovered gases	1 894	2 243	1 950	2 183	1 867	1 910	1 893 P
Sub-total	388 691	428 592	498 241	557 979	522 375	596 391	596 822 P

Source: Eurostat (nrg_ind_pehof)

Oil and petroleum products

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020P
Crude oil	0	0	0	0	0	0	0 P
Refinery gas	6 348	6 431	7 112	6 554	7 176	6 962	6 562 P
Liquefied petroleum gases	389	414	552	452	237	232	229 P
Naphtha	16	0	0	0	0	0	0 P
Kerosene-type jet fuel	1	0	0	0	1	0	0 P
Other kerosene	14	10	7	13	13	5	16 P
Gas oil and diesel oil	10 461	9 987	9 834	10 518	9 703	10 272	9 759 P
Fuel oil	29 034	31 154	30 209	28 736	25 613	24 892	21 587 P
Petroleum coke	1 642	4 158	3 598	2 280	1 577	621	578 P
Bitumen	0	0	0	0	0	0	0 P
Other oil products	12 611	11 140	10 677	10 127	10 219	8 970	8 965 P
Sub-total	60 516	63 295	61 989	58 679	54 539	51 954	47 696 P

Source: Eurostat (nrg_ind_pehof)

Renewables and biofuels

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020P
Hydro ²⁾	398 612	363 241	372 711	322 464	370 252	345 265	373 296 P
Geothermal	6 303	6 614	6 733	6 715	6 655	6 726	6 701 P
Wind	222 357	263 204	266 834	312 306	320 506	367 116	397 055 P
Solar thermal	5 455	5 593	5 579	5 883	4 867	5 683	4 992 P
Solar photovoltaic	88 714	95 265	95 455	102 048	110 481	120 035	140 244 P
Tide, wave, ocean	481	487	501	522	480	499	509 P
Solid biofuels	70 714	72 046	72 378	74 262	76 353	80 721	78 529 P
Liquid biofuels	4 819	5 498	5 292	4 991	4 898	5 200	5 131 P
Biogases	50 887	53 795	55 046	55 647	55 031	54 951	55 106 P
Renewable municipal waste	17 902	18 079	18 469	18 806	19 387	19 077	19 540 P
Sub-total	866 244	883 820	899 000	903 644	968 910	1 005 272	1 081 103 P

Source: Eurostat (nrg_ind_pehof & nrg_ind_pehmf)

Non-renewable wastes

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020P
Industrial waste (non-renewable)	2 514	2 805	2 893	2 612	2 772	2 827	2 823 P
Non-renewable municipal waste	16 852	16 874	17 920	18 312	18 928	18 668	19 015 P
Sub-total	19 366	19 479	20 813	20 925	21 700	21 495	21 838 P

Source: Eurostat (nrg_ind_pehof)

Other sources

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020P
Nuclear	812 550	786 676	767 959	759 383	761 943	765 338	683 183 P
Heat from chemical sources	1 112	1 111	1 160	1 172	1 099	1 038	893 P
Other fuels not elsewhere specified	3 826	5 107	5 002	5 263	3 931	3 882	3 549 P
Sub-total	817 488	792 894	774 121	765 818	766 973	770 258	687 625 P

Source: Eurostat (nrg_ind_pehmf)

* Daten 2020 vorläufig, Stand 6/2021 Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

1) Feste fossile Brennstoffe (Kohle), Torf, Ölschiefer und Ölsand

2) Wasserkraft Hydro enthält Pumpspeicherstrom (2018: 28,0 TWh, 0,9% vom Gesamt-BSE)

Quellen: Eurostat – Energiebilanzen EU-27 2020, Stand 6/2021 ZIP und Stand 02/2022

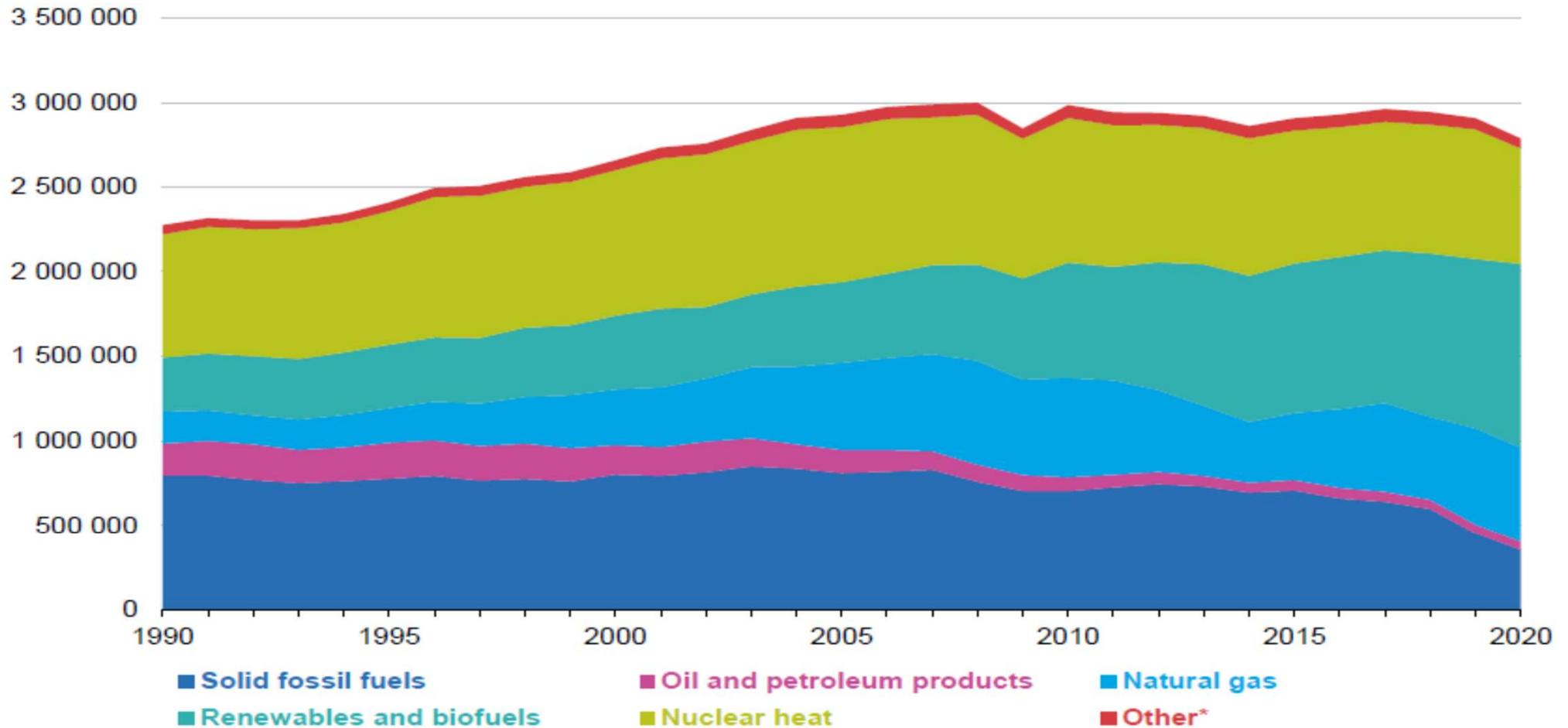
Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern in der EU-27 von 1990-2020 **nach Eurostat (3)**

Jahr 2020: Gesamt 2.781,5 TWh, Veränderung 1990/2020 + 22,3%

6.221 kWh/Kopf

davon Beitrag Erdgas 560,1 TWh, Anteil EE an BSE 20,1%

Gross electricity production by fuel, GWh



*Other includes peat and peat products, oil shale and oil sands, manufactured gases, non-renewable waste, derived heat, chemical heat and non-specified sources.

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 447,1 Mio.

Quelle: Eurostat - Energiebilanzen EU-27 2020, Ausgabe 02/2020

Entwicklung Strombereitstellung nach Energieträgern mit Beitrag erneuerbare Energien in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (4)

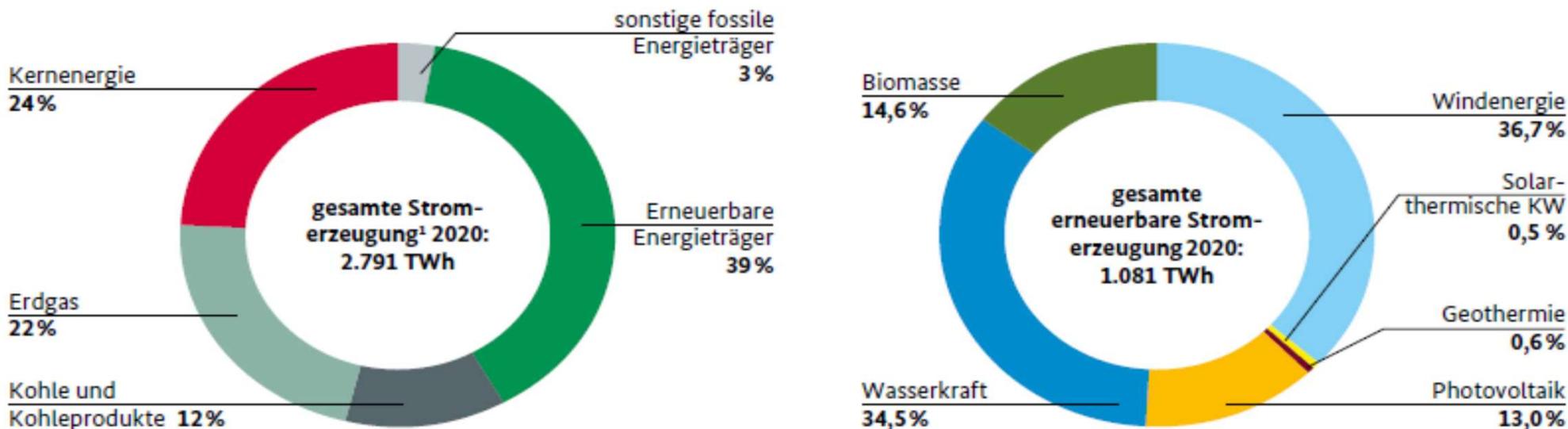
Jahr 2020: Gesamt 2.781,5 TWh, Veränderung 1990/2020 + 22,3%

6.221 kWh/Kopf

davon Beitrag Erdgas 560 TWh, Anteil EE an BSE 20,1%

Abbildung 46: Bruttostromerzeugung in der EU-27 im Jahr 2020

Anteile in Prozent



Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in der EU:



sonstige fossile Energieträger = Industriemüll, nicht erneuerbarer kommunaler Abfall, Pumpspeicher etc. Meeresenergie ist aufgrund der geringen Menge nicht dargestellt.

1 ohne Berücksichtigung der Nettoimporte

Quelle: Eurostat (Erzeugung von Elektrizität und abgeleiteter Wärme nach Brennstoff) [47], Werte für 2020 vorläufig auf Basis der „Early Estimates“ [48]

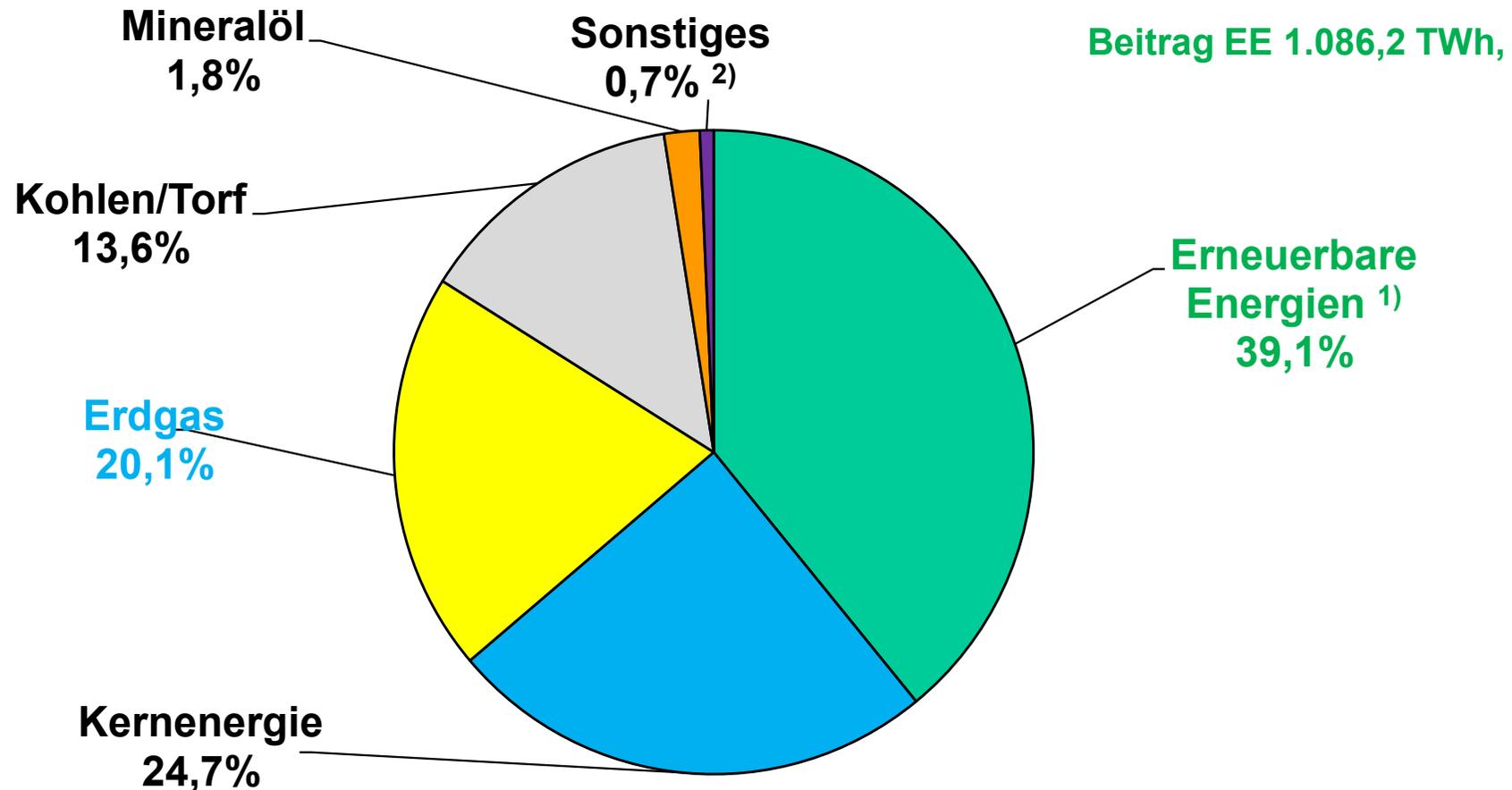
aus BMWI „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2020, S. 55; 10/2021 und Eurostat - Energiebilanzen EU-27 2020, Ausgabe 02/2022

Struktur Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern in der EU-27 im Jahr 2020 **nach Eurostat (5)**

Jahr 2020: Gesamt 2.781,5 TWh, Veränderung 1990/2020 + 22,3%

6.221 kWh/Kopf

davon Beitrag Erdgas 560,1 TWh



Grafik Bouse 2022

Beitrag fossiler Energien zur Stromerzeugung 35,5%

* Daten 2020 vorläufig, Stand 2/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 447,1 Mio.

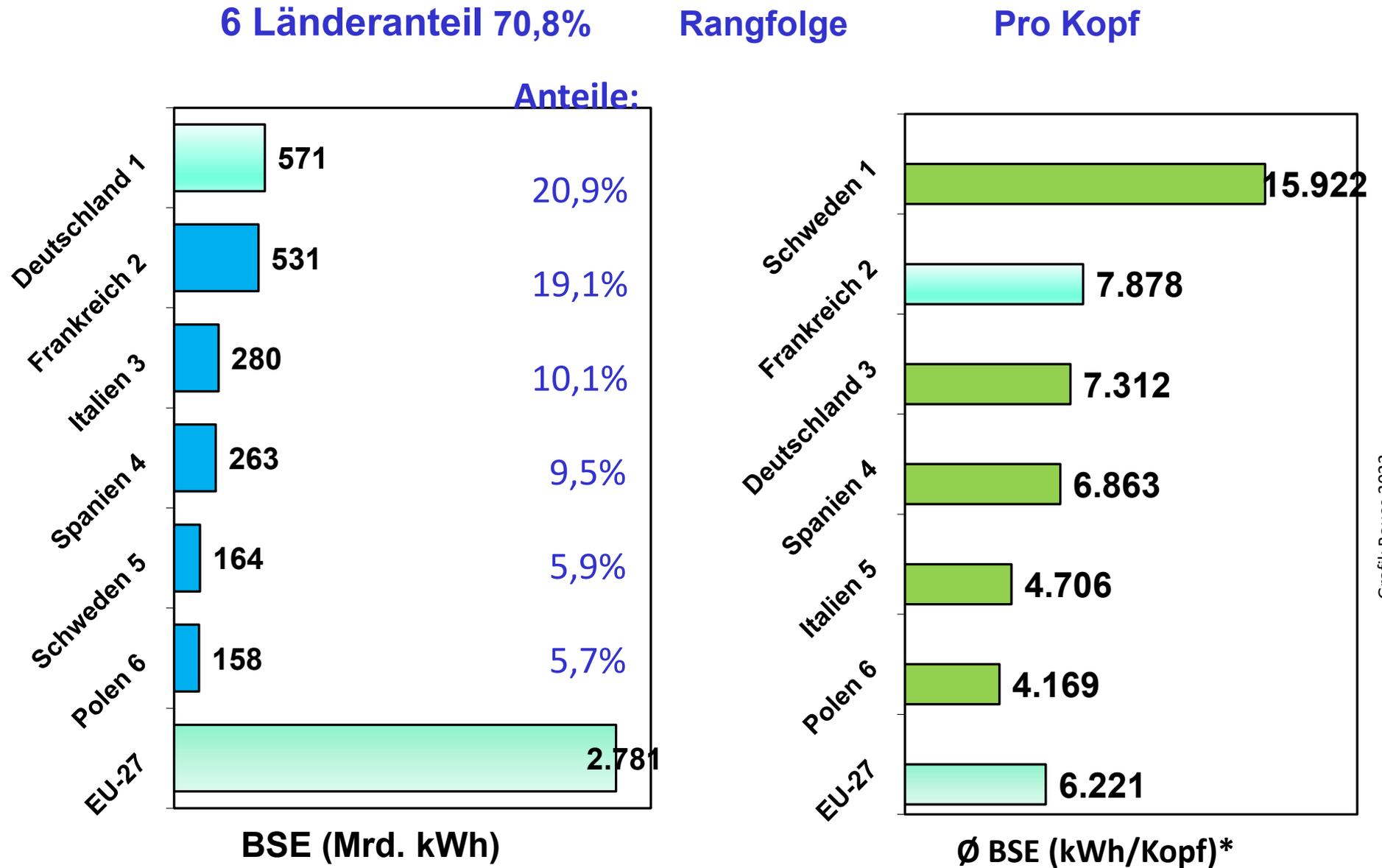
1) EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung (BSE) 39,0%, davon Windenergie 14,3%, Wasserkraft 13,5%, Bioenergie + biogener Abfall 5,7%, PV 5,1%, Solar KW 0,2%, Geothermie 0,2%

2) Sonstige Energien: hergestelltes Gas (0,9%) sowie biogener Abfall, Wärme und Pumpspeicherstrom u.a. (0,8%)

Quellen: Eurostat (Erzeugung von Elektrizität und abgeleiteter Wärme nach Brennstoff) [47], Werte für 2020 vorläufig auf Basis der „Early Estimates“ [48]

aus BMWI „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2020, S. 55; 10/2021; Eurostat Energiebilanz EU-27 bis 2020, 2/2022

6 Länder-Rangfolge bei der Brutto-Stromerzeugung (BSE) in der EU-27 im Jahr 2020 **nach Eurostat** (6)

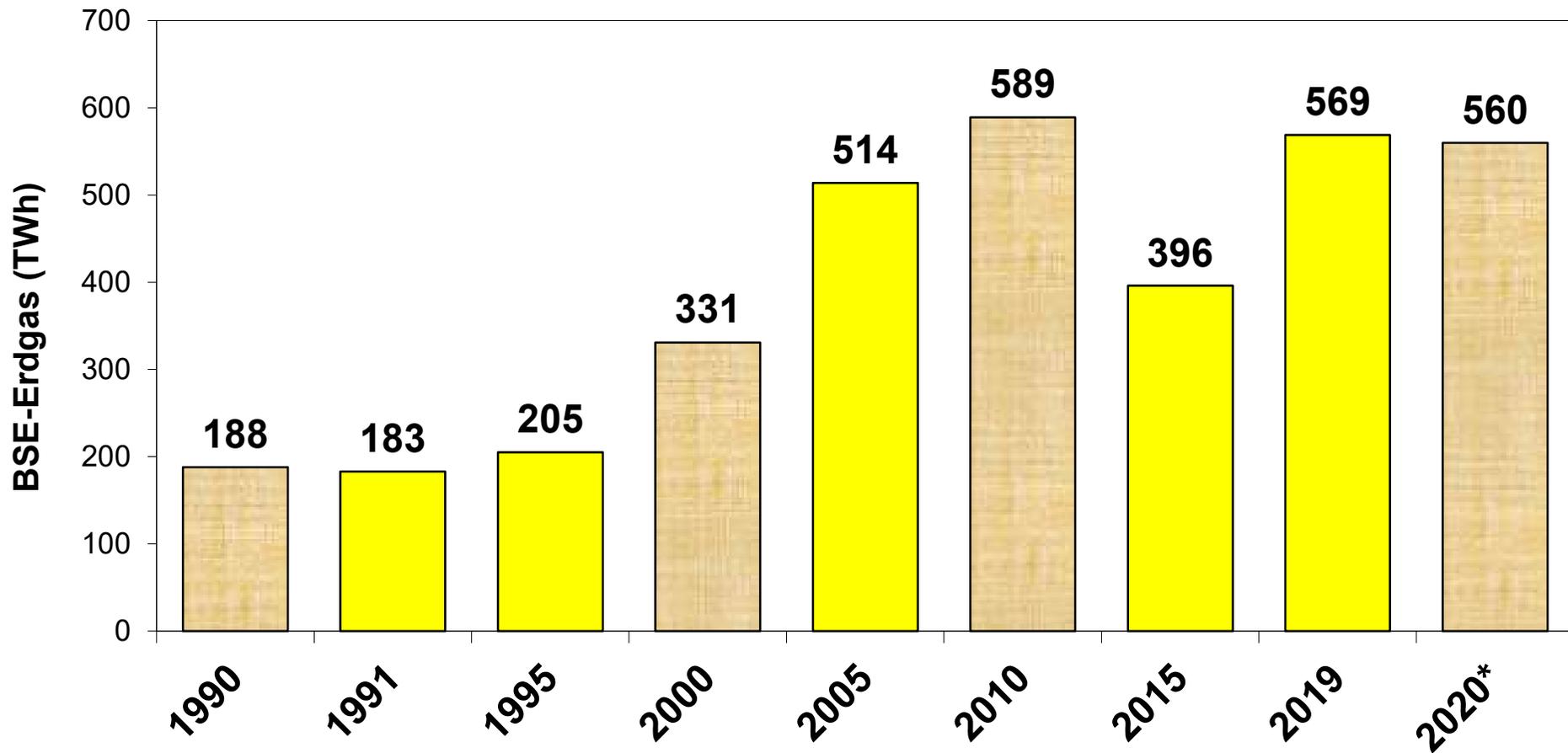


Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 02/2022; Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) (Mio.): EU-27 447,1, D 83,2; F 67,4; I 59,5; Spanien 47,4; Polen 37,9, Schweden 10,3
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

Entwicklung Bruttostromerzeugung aus Erdgas (BSE-Erdgas)** in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (1)

Jahr 2020: 560,1 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ - 1,6%
BSE-Anteil 20,1% von 2.781,5 TWh



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

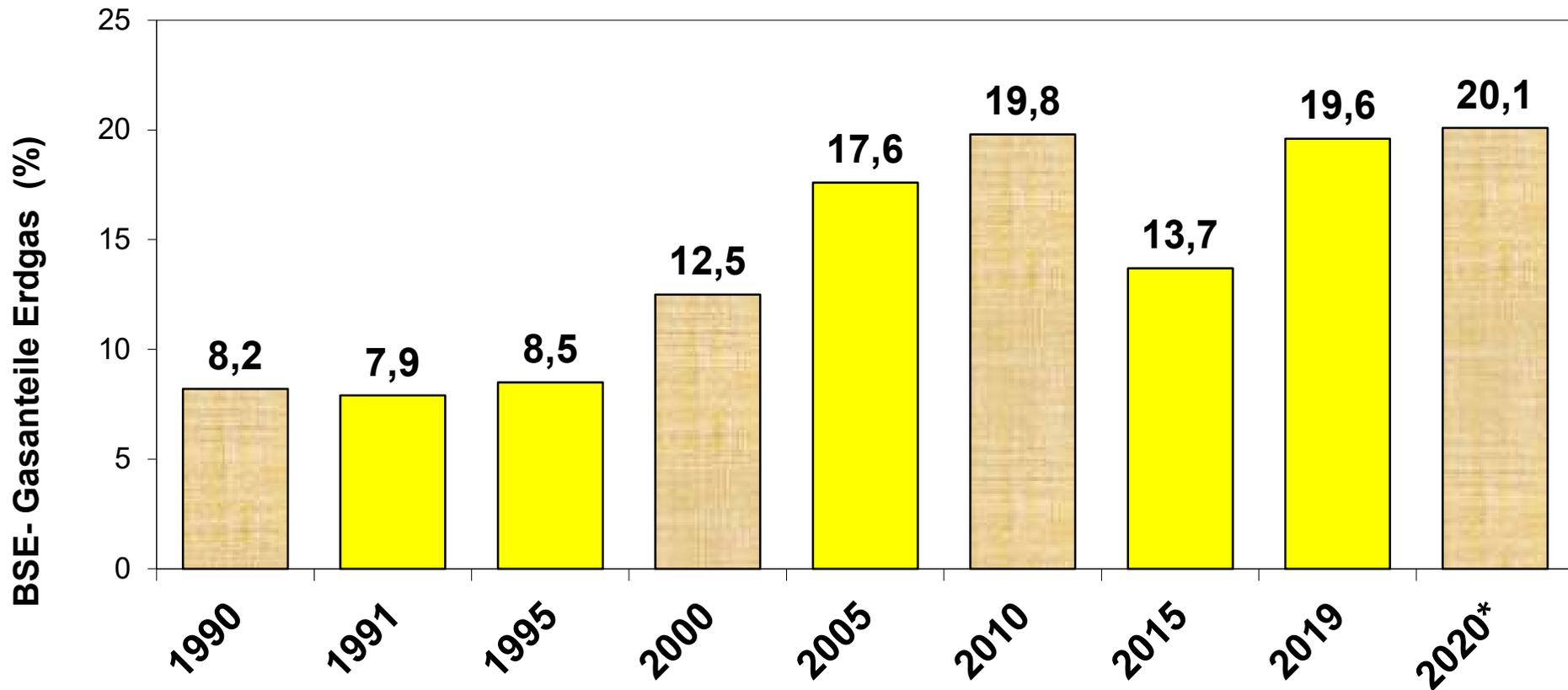
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert H_u der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 9,7 kWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) (Mio.): EU 447,1

Entwicklung Anteil Erdgas an der Bruttostromerzeugung (BSE) in der EU-27 von 1990-2020 nach Eurostat (2)

Jahr 2020: 20,1%, Veränderung zum VJ + 3,1%
Beitrag 560,1 TWh (Mrd. kWh) von gesamt 2.781,5 TWh



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 Final, Stand 02/2022

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Energieinhalt bezieht sich auf den unteren Heizwert H_u der Gase. Jahr 2020: 1 m³ = 9,7 kWh

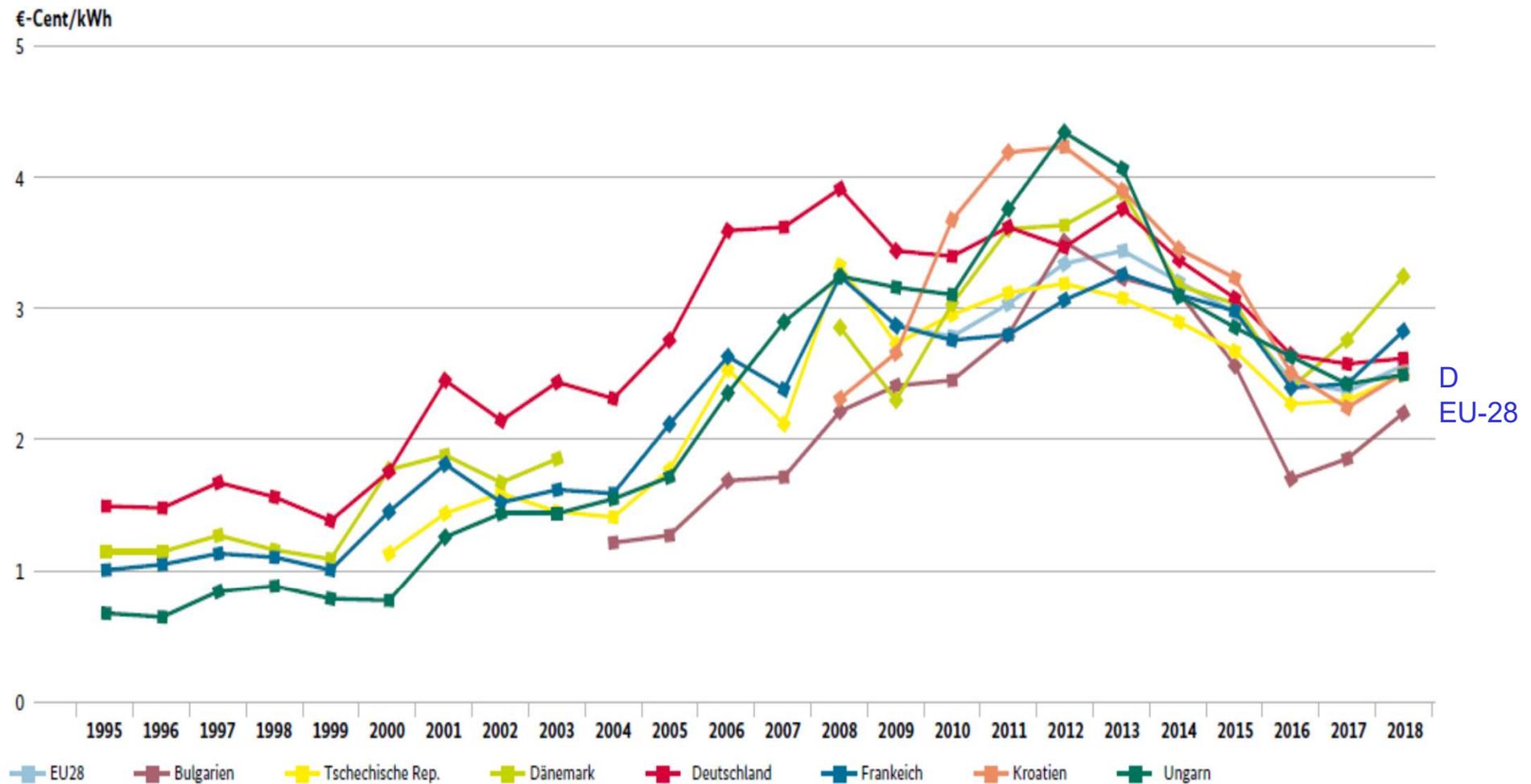
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) (Mio.): EU 447,1

Quelle: Eurostat Energiebilanzen EU-27 bis 2020, 2/2022

Energiepreise, Erlöse und Kosten

Entwicklung Industrie-Erdgaspreise in ausgewählten Ländern der EU-28/27 von 1995-2018/20 (1)

Jahresverbrauch ab 100.000 GJ < 1 Mio GJ = 27.778 bis 277.778 MWh *
 Jahr 2020: EU-27 2,21 Ct/kWh, Deutschland 2,32 Ct/kWh ¹⁾

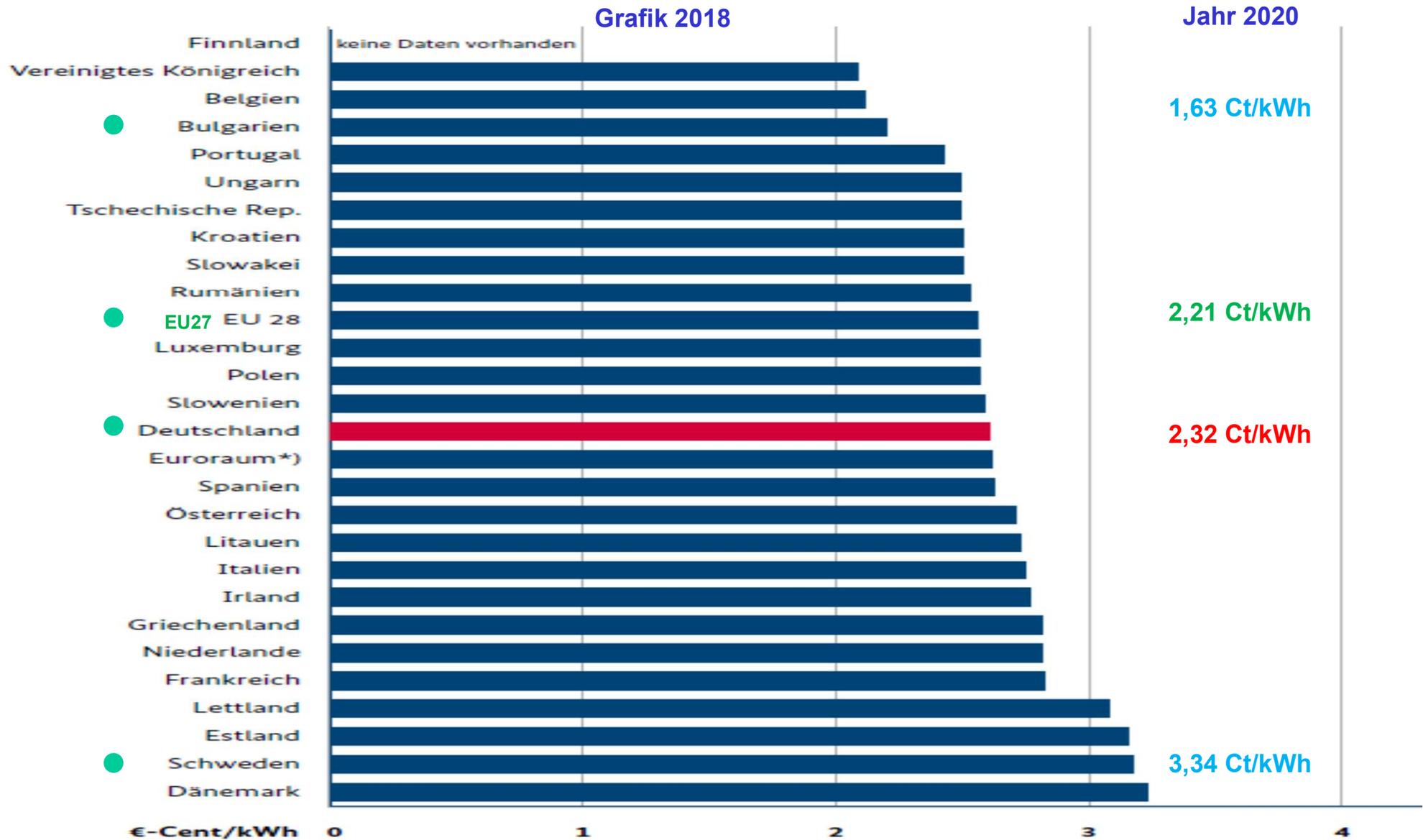


* 116 Mio. kWh; Benutzungsdauer 330 Tg; 8.000 Stunden (einschl. Steuern ohne Mehrwertsteuer)
 Ab 2008 Verbrauch: 100.000 GJ < 1.000.000 GJ

1) Erdgaspreise auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte inkl. Steuern und Abgaben, ohne MwSt

Länder-Rangfolge Industrie-Erdgaspreise in Ländern der EU-28/27 im Jahr 2018/20 (2)

Jahresverbrauch ab 100.000 GJ < 1 Mio GJ = 27.778 bis 277.778 MWh *1)



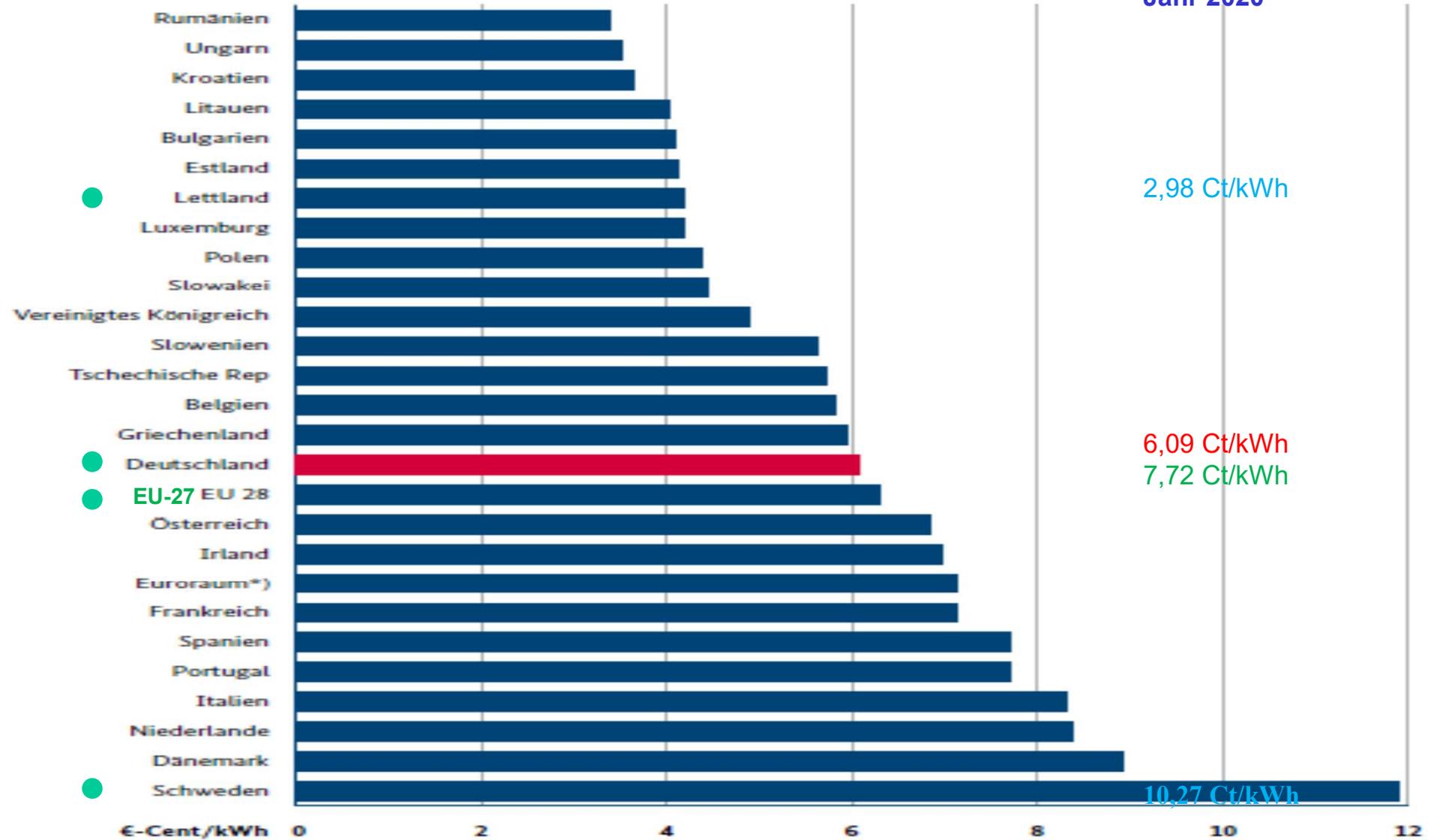
1) Erdgaspreise auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte inkl. Steuern und Abgaben, ohne MwSt in Ct/kWh

Länder-Rangfolge Erdgaspreise ¹⁾ im Sektor Privathaushalte in Ländern der EU-28/27 im Jahr 2018/20

Jahresverbrauch 20 bis 200 GJ = 5,6 bis 55,5 MWh *1)

Grafik 2018

Jahr 2020



*vorläufig

1) Erdgaspreise inkl. aller Steuern und Abgaben in Ct/kWh

Energie & Wirtschaft, Energieeffizienz

Entwicklung Primärenergiemix gemäß Bruttoinlandsprodukt (PEV) und Endenergiemix mit Anteile Erdgas in der EU-27 von 1990-2008-2019 nach Eurostat (1)

Jahr 2008-2019:

Primärenergieverbrauch (PEV) – 8,7%; Endenergieverbrauch (EEV) – 4,6%
Primärenergieproduktivität + 22,4%; Endenergieproduktivität + 17,2%

Energieverbrauch & Produktivität

Die EU-27 hat von 2008 bis 2019 den Primärenergieverbrauch um 5.801 PJ oder 8,7% reduziert. Die Primärenergieproduktivität stieg um 22,4%. Im selben Zeitraum ging der Endenergieverbrauch um 1.896 PJ oder 4,6% zurück. Die Endenergieproduktivität stieg um 17,2%.

Primärenergiemix

Der Primärenergieverbrauch gemäß Bruttoinlandsverbrauch (PEV)³³⁾ der Europäischen Union (EU-27) ist zwischen 2008 und 2019 um 5.801 PJ oder 8,7% auf 60.877 PJ gesunken. Der Verbrauchsrückgang ist auf den allgemeinen technischen Fortschritt und gezielte Energieeffizienzmaßnahmen auf nationaler und europäischer Ebene zurückzuführen, etwa die Ökodesign-, Gebäude- und Energieeffizienz-Richtlinie. Heutzutage wird weniger Primärenergie als in der Vergangenheit benötigt, um den gleichen wirtschaftlichen Ertrag zu realisieren. Im geringeren Umfang haben auch Effizienzgewinne im Umwandlungssektor zu Primärenergieeinsparungen beigetragen (Europäische Kommission 2019).

Die wichtigsten Primärenergieträger der EU waren im Jahr 2019 mit einem Anteil von 34,7% Mineralöle (21.148 PJ), gefolgt von Gasen (23,1% bzw. 14.056 PJ). Erneuerbare Energien kamen 2019 auf einen Anteil von 15,8% (9.616 PJ) und lagen damit vor Kernenergie (13,5% bzw. 8.245 PJ), Steinkohle (7,4% bzw. 4.486 PJ) und Braunkohle (4,4% bzw. 2.659 PJ). Deutschland war im Jahr 2019 für 44,8% des europäischen Braunkohleverbrauchs verantwortlich, der bei der Stromerzeugung mit relativ hohen Umwandlungsverlusten verbunden ist.³³⁾ Die sonstigen Energieträger machten 1,1% (667 PJ) PEV der EU aus.

Von 2008 bis 2018 stieg der PEV aus erneuerbaren Energien in der EU-27 um 3.385 PJ (+ 54,3%). Derweil reduzierte sich die Nachfrage nach fossilen Primärenergieträgern in der EU: Mineralöl -3.143 PJ (-12,9%), Steinkohle -2.704 PJ (-37,6%), Gase -985 PJ (-6,5%), Braunkohle -1.100 PJ (-29,3%).

Die Kernenergie trug 2019 1.329 PJ oder 13,9% weniger zum PEV bei als im Jahr 2008. Davonsind 794 PJ auf Kernkraftwerke zurückzuführen, die in diesem Zeitraum in Deutschland weniger Energie umwandelten bzw. vom Netz gingen. In einer Reihe von europäischen Mitgliedsländern kam es seit 2008 zum Rückgang der Kernenergienutzung. Besonders stark ging die Nutzung in Frankreich (-392 PJ, -8,3%) sowie durch den Ausstieg Litauens aus der Kernkraft Ende 2009 zurück (-112 PJ, -100%). In Tschechien (+26 PJ, +9,1%), Ungarn (+10 PJ, +6,3%) und Bulgarien (+7 PJ, +4,1%) hat die Kernenergie dagegen an Bedeutung gewonnen.³⁴⁾

Dieser Wandel im Primärenergiemix der EU – weg von fossilen Brennstoffen und der Kernenergie, hin zu erneuerbaren Energien – führte aufgrund berechnungs-methodischer Vorgaben in der europäischen Energiebilanz ebenfalls zu einem sinkenden PEV³⁵⁾

33) Die Ermittlung des PEV durch Eurostat unterscheidet sich methodisch vom Vorgehen der AGEB (bezüglich nicht-energetischer Verbräuche). Dementsprechend liegt der von der Europäischen Kommission für Deutschland ausgewiesene PEV (gemäß Bruttoinlandsverbrauch) im Jahr 2019 (12.795 PJ) um 10 PJ (0,1 Prozent) niedriger als der von der AGEB ermittelte PEV (12.805 PJ). Bei der Ermittlung des EEV durch die Europäische Kommission führen zudem unterschiedliche Bilanzkreise, Heizwerte und Datenstände zu Abweichungen. Daher liegt der EEV Deutschlands der AGEB im Jahr 2019 mit 8.973 PJ um 574 PJ (6,8%) über dem von der Europäischen Kommission für Deutschland ausgewiesenen Wert (8.399 PJ). (AGEB (2021a), Europäische Kommission (2021))

Endenergiemix

Der Endenergieverbrauch (EEV) der EU-27 hat sich im Zeitraum 2008 bis 2019 um 1.896 PJ oder 4,6 Prozent auf 39.167 PJ reduziert. Die europäische Energiebilanz weist für Deutschland im gleichen Zeitraum einen Rückgang von 3,7 Prozent aus.³⁶⁾

Wie im Bereich des PEV wirkten sich vor allem der technische Fortschritt und Energieeffizienzmaßnahmen positiv auf den Rückgang des europäischen EEV aus. Darüber hinaus wirkten strukturelle Veränderungen in der Wirtschaft verbrauchssenkend, da die energieintensiven Wirtschaftszweige in der EU an Bedeutung verlieren und energieeffizientere Wirtschaftssektoren einen höheren Beitrag zum BIP leisten. Durch die Zunahme der Wirtschaftstätigkeit wird der Energieverbrauch jedoch voraussichtlich weiter steigen (Europäische Kommission 2019a), wenn keine weiteren Effizienzmaßnahmen unternommen werden. Im Endenergiemix der EU-27 dominierten im Jahr 2019 Mineralölprodukte mit 37,0 Prozent (14.474 PJ) vor allem durch ihre Bedeutung als Kraftstoff im Verkehrssektor. Gase (21,8 Prozent bzw. 8.525 PJ) und Strom (22,8 Prozent bzw. 8.946 PJ), erneuerbare Energien (10,9 Prozent bzw. 4.260 PJ), Fernwärme (4,9 Prozent bzw. 1.927 PJ) und Steinkohle (1,5 Prozent bzw. 588 PJ) ergänzten den Endenergiemix. Braunkohle (0,2 Prozent bzw. 65 PJ) und sonstige Energieträger (1,0 Prozent bzw. 382 PJ) haben nur geringe Anteile am EEV.

Die EU-27 konnte von 2008 bis 2019 vor allem die Nachfrage nach fossilen Endenergie-trägern reduzieren: Mineralöl -1.860 PJ (-11,4 Prozent), Gase -605 PJ (-6,6 Prozent), Steinkohle -255 PJ (-30,2 Prozent) und Braunkohle -37 PJ (-35,9 Prozent). Außerdem wurde der Verbrauch der Sekundärenergieträger Strom (-123 PJ oder -1,4 Prozent) und Fernwärme (-94 PJ oder -4,7 Prozent) gesenkt. Dagegen stieg die Nachfrage nach erneuerbaren Energien um 1.061 PJ oder 33,2 Prozent. Auf niedrigem Niveau ebenfalls leicht gewachsen sind die sonstigen Energieträger (+18 PJ oder +4,9 Prozent) wie z. B. nicht erneuerbare Industrie- und Haushaltsabfälle.

Die Zahlen der Europäischen Kommission zeigen, dass in Deutschland die Primärenergieproduktivität im Jahr 2019 gegenüber 2008 um 28,8 Prozent gesteigert werden konnte. Die ist etwas besser als die Entwicklung der Primärenergieproduktivität der EU-27 (+22,4 Prozent).

In Bezug auf die Endenergie ist eine ähnliche Entwicklung feststellbar. Zwischen 2008 und 2019 stieg die deutsche Endenergieproduktivität gemäß Europäischer Kommission um 19,0 Prozent, während die europäische um 17,2 Prozent zunahm.

Die Differenz zur Primärenergieproduktivität ist auf Effizienzsteigerungen im Umwandlungssektor zurückzuführen, die im Indikator Endenergieproduktivität nicht berücksichtigt werden.

34) UBA auf Basis Europäische Kommission (2021)

35) siehe auch Fußnote 6

36) Europäische Kommission (2021); vgl. Hinweise in Fußnote 32

Quelle: UBA-Berechnung auf Basis Europäische Kommission, Energy data sheets: EU countries. Gross Inland Consumption. Stand 06/2021
aus BMWI – Energieeffizienz in Zahlen 2021, S. 70/72, Ausgabe 12/2021

Entwicklung Primärenergienmix gemäß Bruttoinlandsprodukt mit Anteil Erdgas in der EU-27 von 1990-2019 nach Eurostat (2)

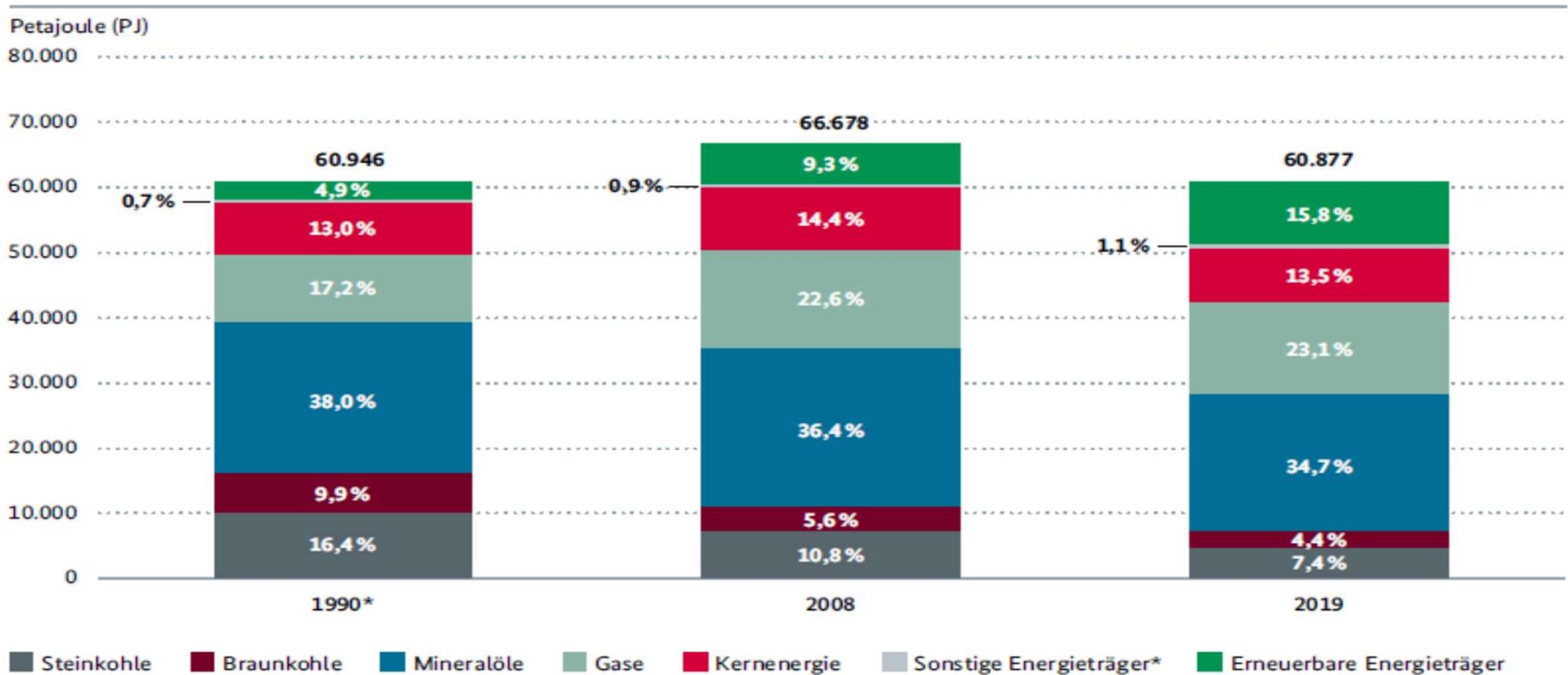
Energieverbrauch & Produktivität

Die EU-27 hat von 2008 bis 2019 den Primärenergieverbrauch um 5.801 PJ oder 8,7% reduziert.
 Die Primärenergieproduktivität stieg um 22,4%.
 Im selben Zeitraum ging der Endenergieverbrauch um 1.896 PJ oder 4,6% zurück.
 Die Endenergieproduktivität stieg um 17,2%.

Jahr 2019:

Gesamt 60.877 PJ = 16.910 Mrd. kWh = 1.454 Mtoe; Veränderung 90/19 - 0,1%
 Ø 135,6 GJ/Kopf = 37,7 MW/Kopf = 3,2 toe/Kopf; Weltanteil 11,9%
 Anteil Erdgas 23,1%

Abbildung 46: Primärenergienmix in der Europäischen Union (EU-27) 1990, 2008 und 2019 gemäß Bruttoinlandsverbrauch



* sonstige feste fossile Brennstoffe, Torf/-produkte, nicht erneuerbare Abfälle, Abwärme, Strom- und Fernwärmeaustauschsaldo

* Daten 2019 vorläufig, Stand 12/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 446,9 Mio

Sonstige feste fossile Brennstoffe, Torf/-produkte, nicht erneuerbare Abfälle, Abwärme, Strom- und Fernwärmeaustauschsaldo

Entwicklung Endenergiemix (EEV) mit Anteil Erdgas in der EU-27 von 1990-2008-2019 nach Eurostat (3)

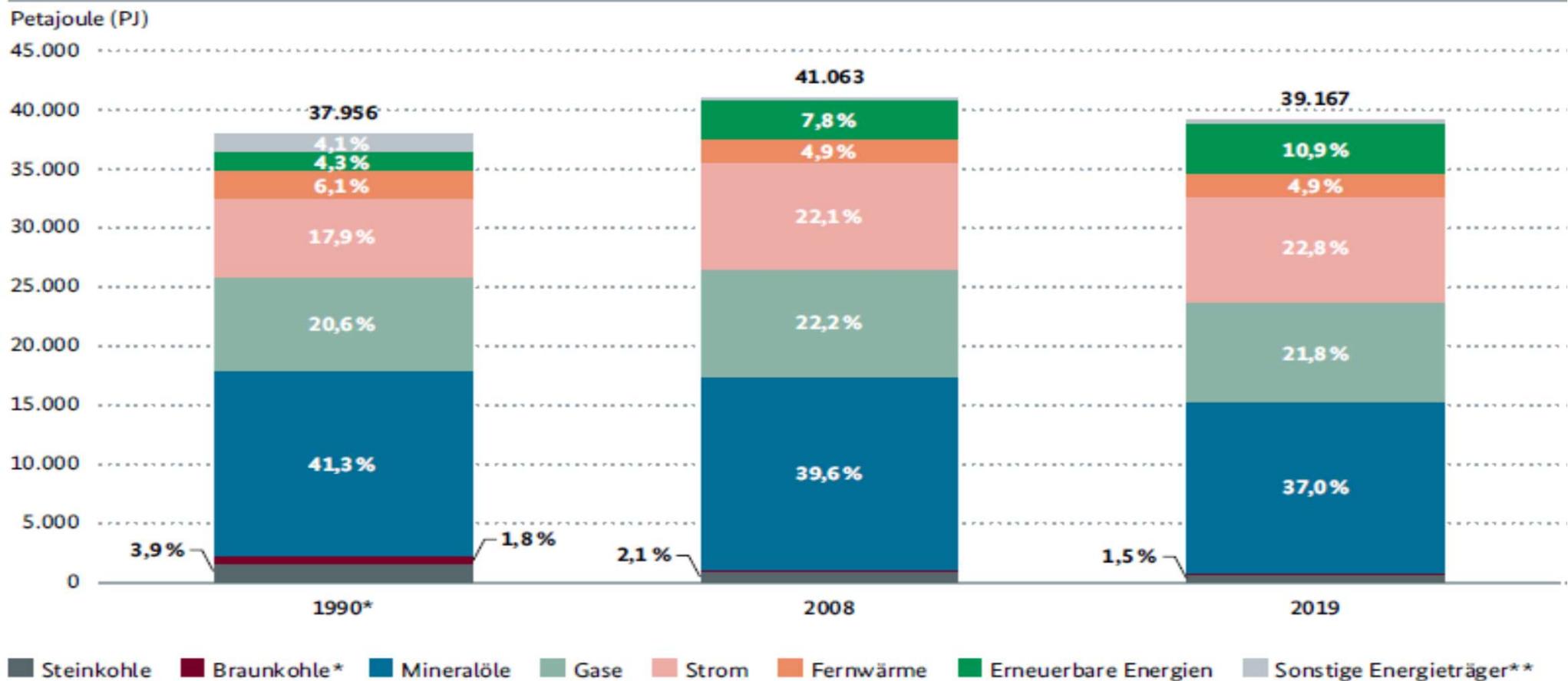
Energieverbrauch & Produktivität

Die EU-27 hat von 2008 bis 2019 den Primärenergieverbrauch um 5.801 PJ oder 8,7% reduziert.
 Die Primärenergieproduktivität stieg um 22,4%.
 Im selben Zeitraum ging der Endenergieverbrauch um 1.896 PJ oder 4,6% zurück.
 Die Endenergieproduktivität stieg um 17,2%.

Jahr 2019:

Gesamt 39.167 PJ = 10.879,7 Mrd. kWh = 935,5 Mtoe; Veränderung 1990/19 + 3,2%
 \varnothing 87,6 GJ/Kopf = 24,3 MW/Kopf = 2,1 toe/Kopf
 Erdgas 21,8%

Abbildung 47: Endenergiemix in der Europäischen Union (EU-27) 1990, 2008 und 2019



* Anteile Braunkohle: 2008 0,2%; 2019 0,2%.

** Sonstige Energieträger: sonstige feste fossile Brennstoffe, Torf/-produkte, nicht erneuerbare Abfälle; Anteile 2008 0,9%; 2019 1,0%

* Daten 2019 vorläufig, Stand 12/2021

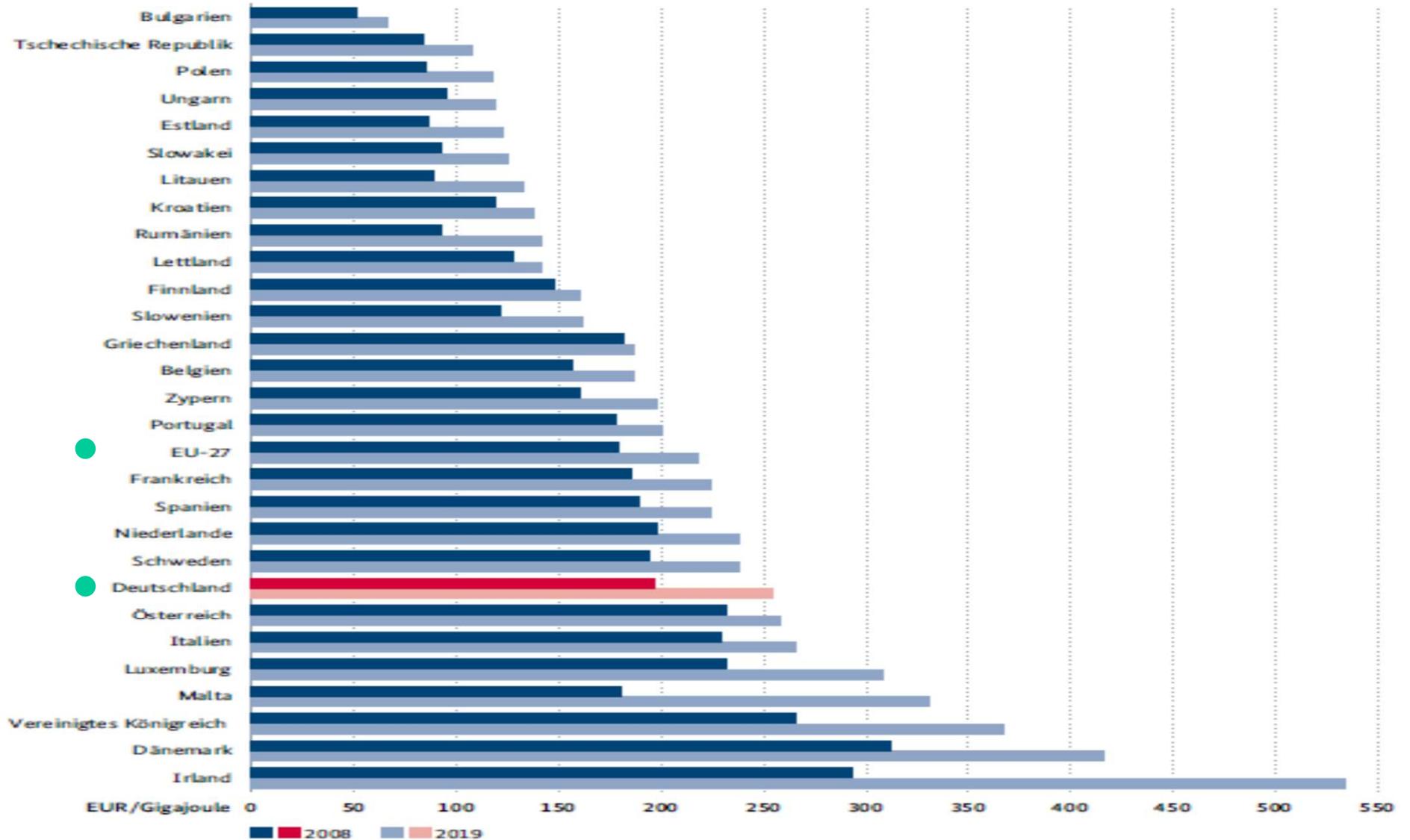
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 446,9 Mio

Quelle: UBA-Berechnung auf Basis Europäische Kommission, Energy data sheets: EU countries. Gross Inland Consumption. Stand 06/2021 aus BMWI – Energieeffizienz in Zahlen 2021, S. 70/71, Ausgabe 12/2021

Primärenergieproduktivität in Ländern der EU-27 im Vergleich 2008 und 2019 (4)

Jahr 2008-2019: Primärenergieproduktivität + 22,4%

Abbildung 48: Primärenergieproduktivität – Vergleich der EU-Mitgliedsstaaten (in EUR/Gigajoule)*



* Daten 2019 vorläufig, Stand 12/2021

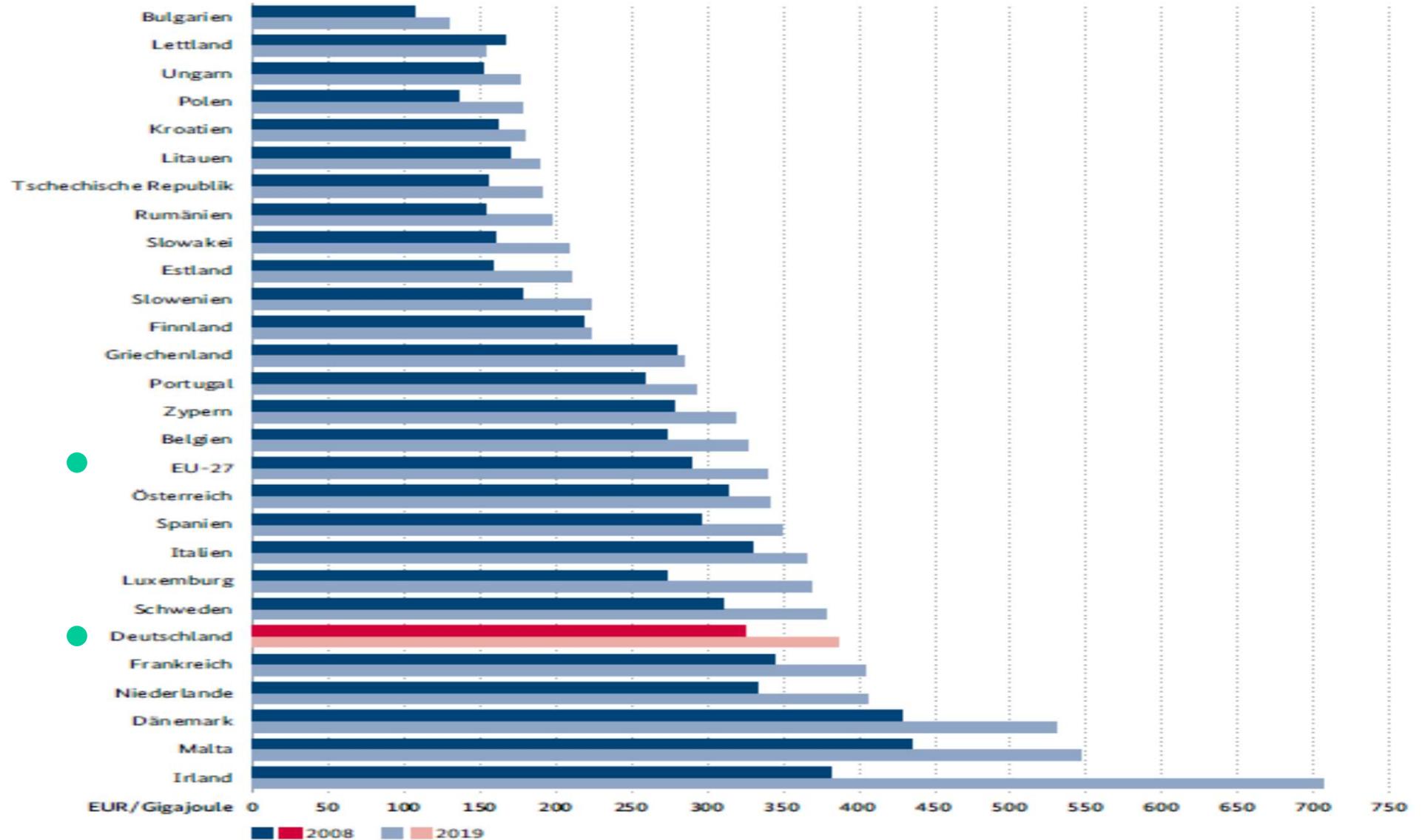
berechnet auf Basis Bruttoinlandsverbrauch und verkettetes Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 2015

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 446,9 Mio

Endenergieproduktivität in Ländern der EU-27 im Vergleich 2008 und 2019 (5)

Jahr 2008-2019: Endenergieproduktivität + 17,2%

Abbildung 49: Endenergieproduktivität – Vergleich der EU-Mitgliedsstaaten (in EUR/Gigajoule)*



* Daten 2019 vorläufig, Stand 12/2021
berechnet auf Basis Bruttoinlandsverbrauch und verkettetes Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 2015

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 446,9 Mio

Energie & Klimaschutz, Treibhausgase

Die 16 wichtigsten LNG-Erdgasmengen der Lieferländern für die EU-27 mit Methanverlustraten aus der Erdgasvorkette und CO₂-Emissionen im Jahr 2022

Lieferland	Erdgas - Liefermenge LNG	Erdgasvorkette Methanverlustrate		Erdgasvorkette CO ₂ -Emissionen	Erdgasvorkette Summe CH ₄ +CO ₂ Emissionen
	[Mrd. m ³]	[%]	[g CO ₂ eq/kWh]	[g/kWh]	[g CO ₂ eq/kWh]
Norwegen	93,4	0,05	0,9	20,2	21,1
Angola	3,1	0,60	12,1	63,7	75,8
Aserbaidschan	12,1	0,64	12,8	29,5	42,3
Australien	0,2	0,75	15,0	74,6	89,6
Katar	25,5	0,81	16,2	48,6	64,8
Peru	0,2	1,05	21,1	63,7	84,8
Trinidad und Tobago	3,0	1,08	21,7	56,5	78,2
Kamerun	0,7	1,33	26,6	63,7	90,3
Ägypten	3,8	1,35	27,2	42,5	69,7
Oman	0,7	1,40	28,2	48,6	76,8
Äquatorial Guinea	1,3	1,50	30,2	63,7	93,9
Algerien	55,2	1,53	30,7	42,5	73,2
USA	37,4	1,56	31,3	56,5	87,8
Russische Föderation	81,3	1,65	33,1	29,5	62,6
Nigeria	13,2	1,66	33,2	63,7	96,9
Libyen	2,6	1,84	36,8	42,5	79,3

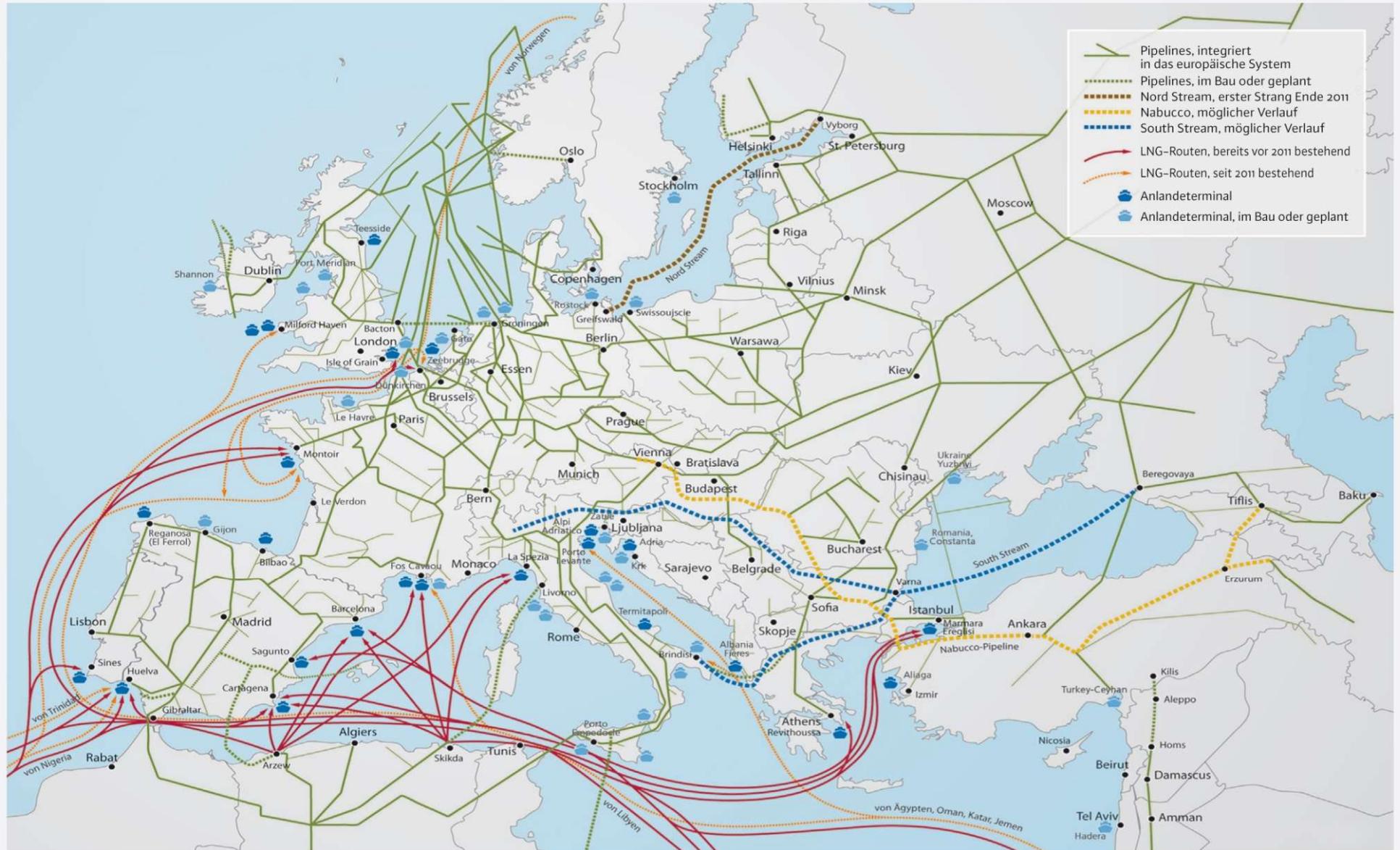
 Pipeline

Abbildung 2-3: Daten zu den für die EU-27 wichtigsten Erdgaslieferländern (gelbumrandete Balken geben den Anteil an Pipelineimporten an), sowie Berechnungen der Methanverlustraten und der direkten CO₂-Emissionen in der Erdgasvorkette (basierend auf GWP100-Faktor für CH₄ laut IPCC-AR6: 29,8) (Quellen u. a.: IEA-Methane-Tracker 2023a; Eurostat 2023a; Balcombe et al. 2022). Eine erweiterte Tabelle mit Quellen für die Berechnungsgrundlagen finden sich in Tabelle A-22 im Anhang.

Erdgasfelder, Gasversorger, Gasnetze und Gasspeicher

Erdgasleitungen und LNG-Terminals in Europa

Erdgasleitungen und LNG-Terminals in Europa

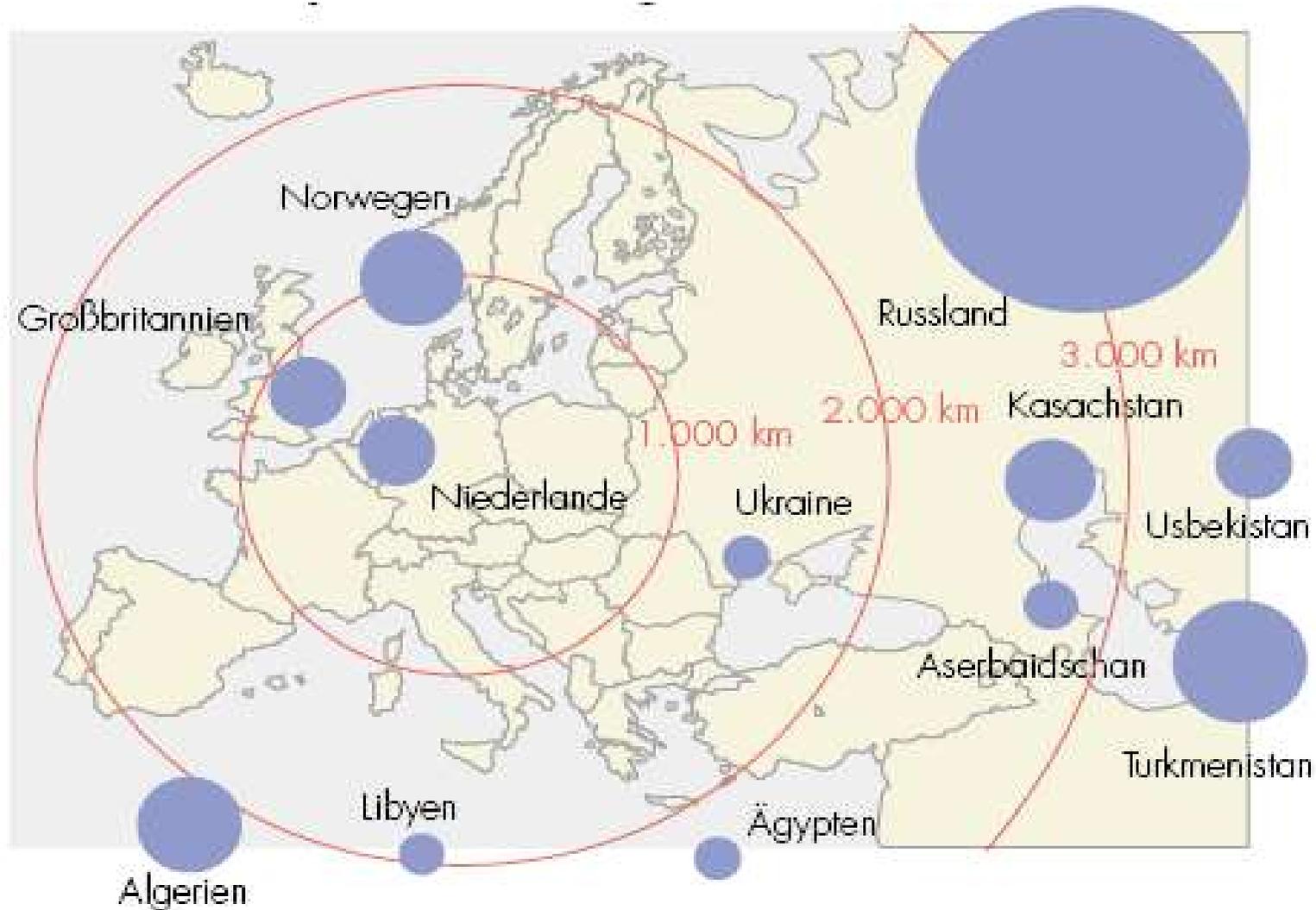


Quellen: BDEW, Eurogas

Quelle BDEW aus www.bdew.de vom 12.09.2012

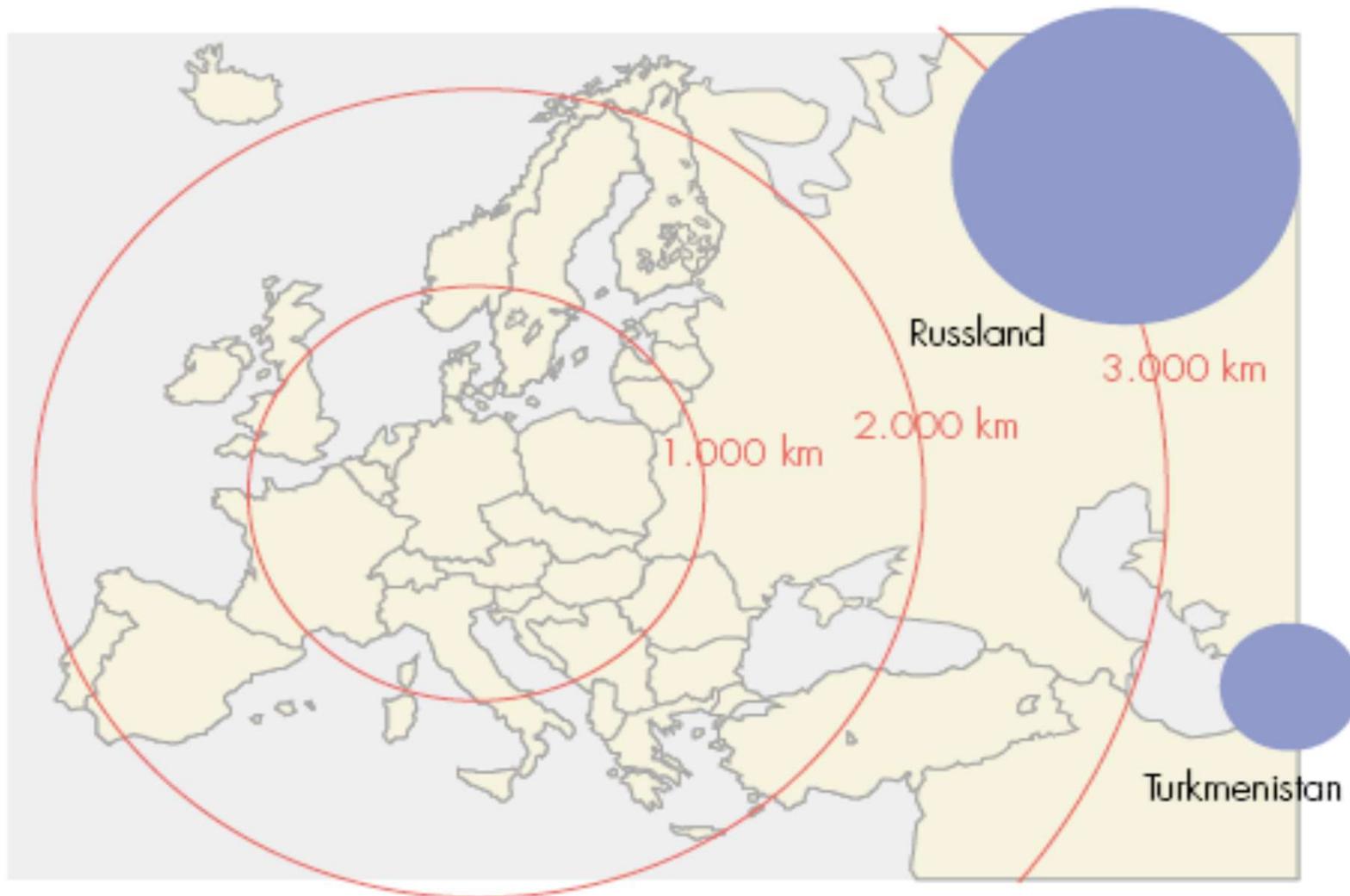
Prognose Gasvorkommen und Transportentfernung für europäische Verbraucher 2010 und 2025 (1)

Jahr 2010



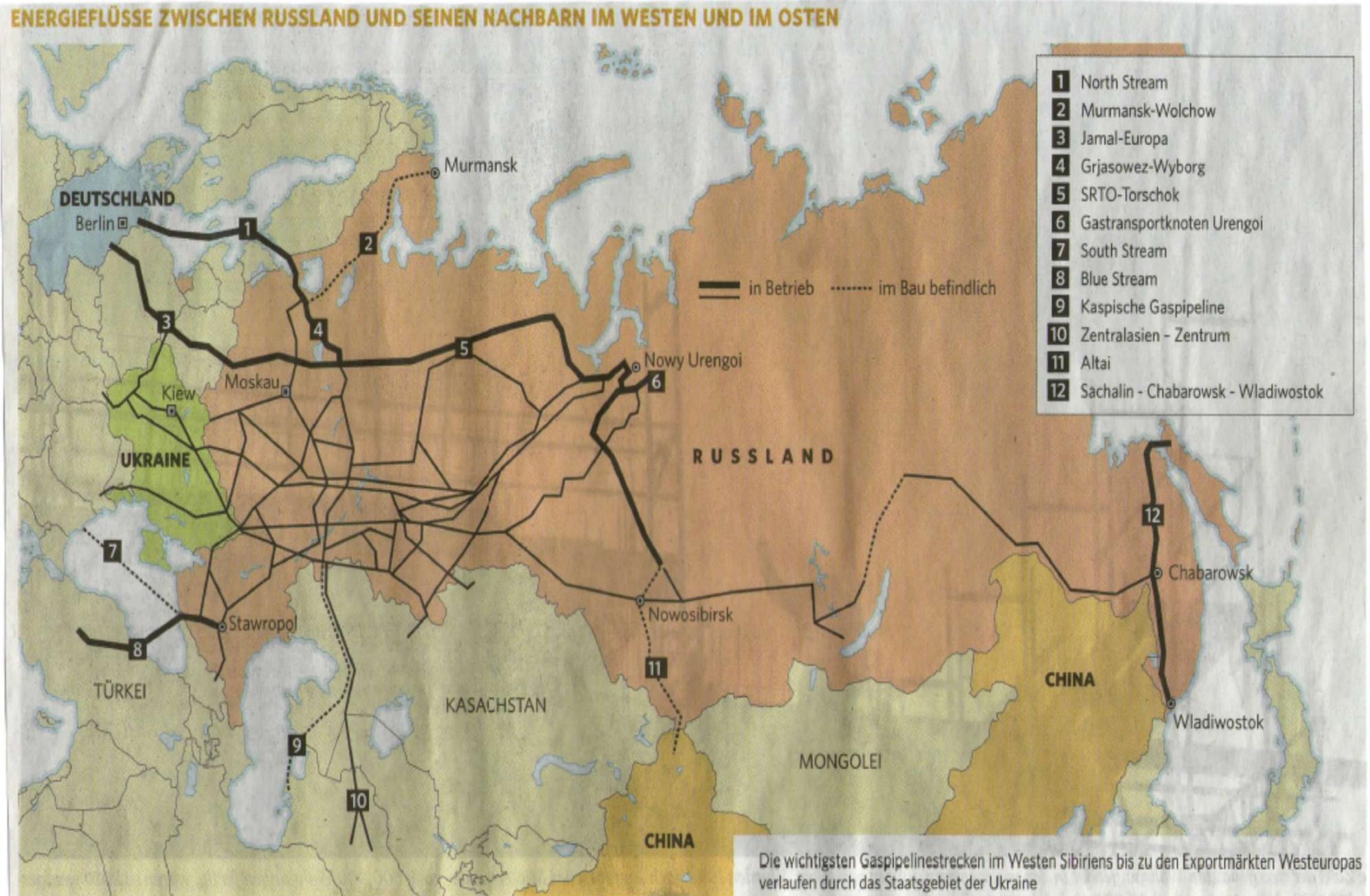
Prognose Gasvorkommen und Transportentfernung für europäische Verbraucher 2010 und 2025 (2)

Jahr 2025

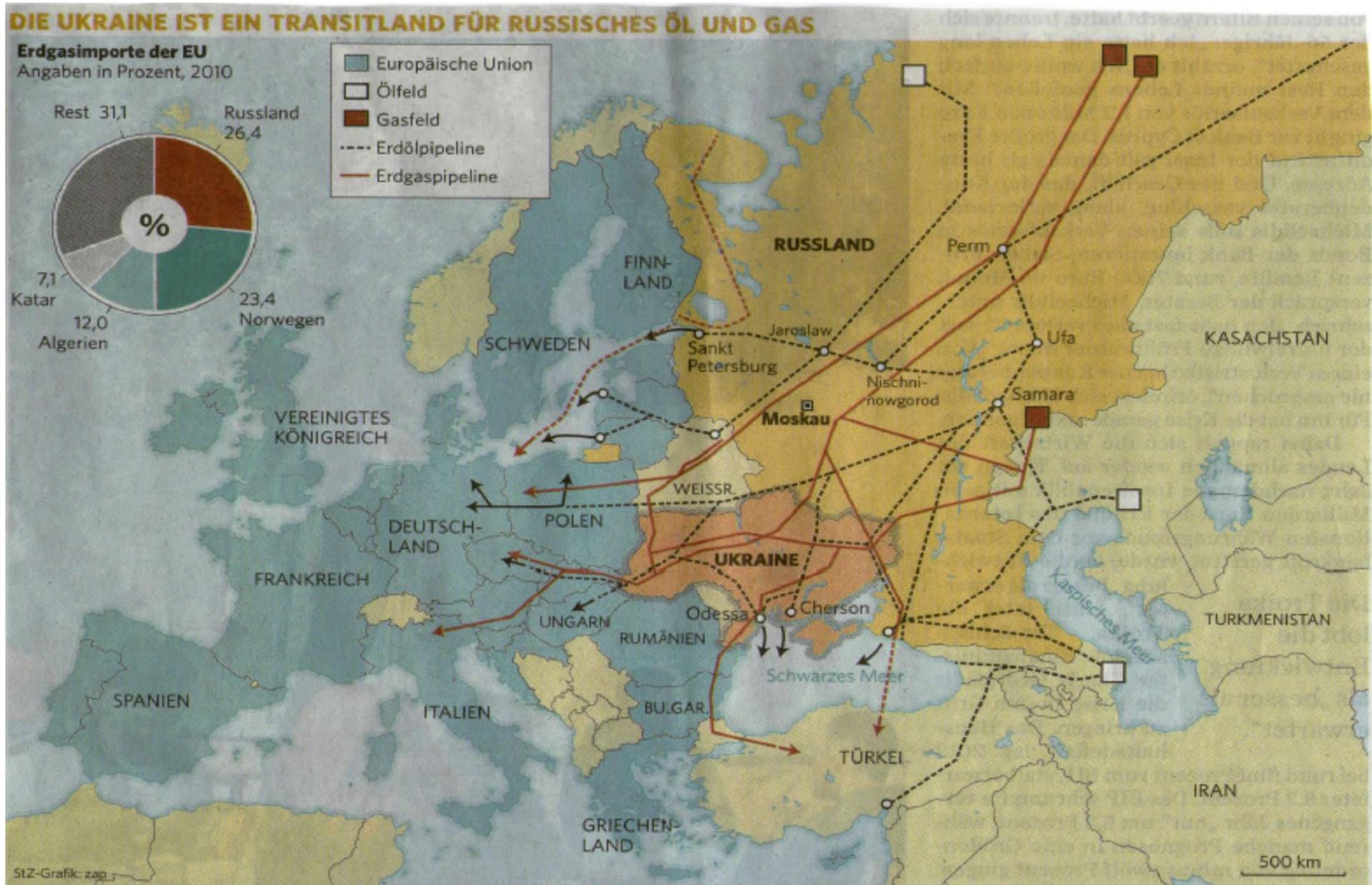


Erdgasimport Russland-Ukraine-Westeuropa

Erdgas-Pipelinestrecken von Russland zu den Exportmärkten Westeuropas, Stand Juni 2014

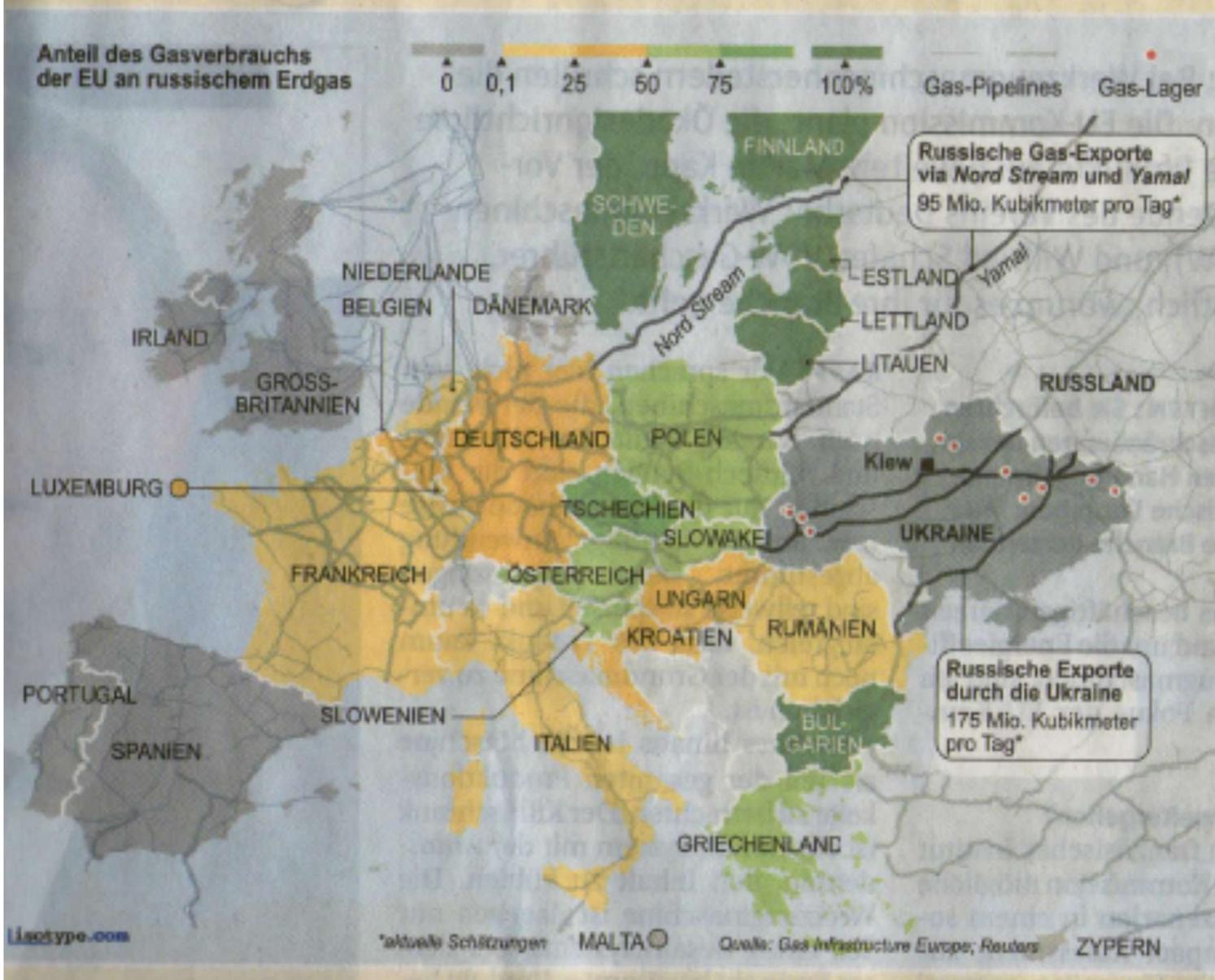


Erdöl- und Erdgasleitungen von Russland und weitere Länder zur EU-28, Stand März 2014



Russlands Gasexporte in die EU-28, Stand 3/2014

Russlands Gasexporte in die EU: Transportwege und Hauptabnehmer



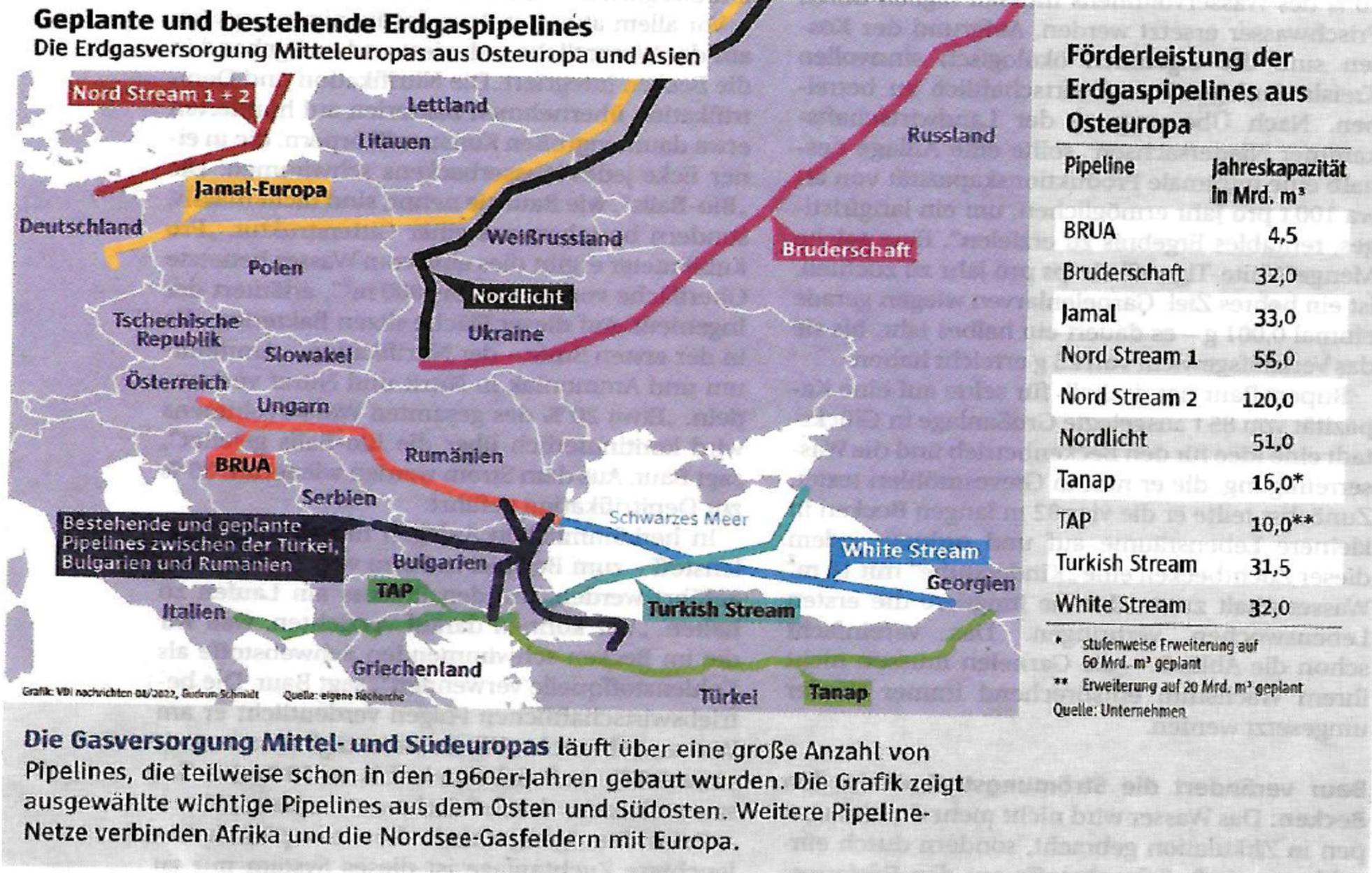
- ▶ Die Ukraine ist klassisches Transitland für die russischen Erdgasexporte nach Zentral- und Westeuropa.
- ▶ Krisen wie die in der Ukraine, in der sich Russland zusätzlich geostrategisch gefordert fühlt, führen immer wieder ein Szenario vor Augen: Was ist, wenn Russland den Gashahn zudreht oder die Ukraine den Transit blockiert?
- ▶ Die direkte, von Russland nach Deutschland durch die Ostsee gebaute Pipeline Nord Stream umgeht die Ukraine.
- ▶ Die Leitung South Stream durch das Schwarze Meer nach Bulgarien (nicht in der Karte verzeichnet) steckt erst in den Anfängen. swe

Erdgas-Pipelinestrecken von Russland über die Ukraine zu den Exportmärkten Westeuropas, Stand Juni 2014



Geplante und bestehende Erdgaspipelines von Russland

Die Erdgasversorgung Mitteleuropas aus Osteuropa und Asien, Stand 2/2022



Erdgasmärkte in der Welt

Erdgas in der Welt

Erdgas ist ein wichtiger Energieträger, der weltweit gefördert, verbraucht und gehandelt wird. Hier sind einige Fakten über Erdgas in der Welt:

Im Jahr 2021 wurden weltweit 4.036,9 Milliarden m³ Erdgas gefördert ¹. Die größten Förderländer waren die USA, Russland, Iran, China und Katar ¹.

Die weltweit bekannten Erdgasreserven betragen 2016 etwa 196.605 Milliarden m³ ². Die Länder mit den größten Reserven waren Russland, Iran und Katar ².

Der weltweite Erdgasverbrauch lag 2020 bei 3.670,4 Milliarden m³ ³. Die größten Verbraucher waren die USA, Russland, China, Iran und Japan ³.

Die weltweiten Erdgasexporte betragen 2020 1.134,1 Milliarden m³ ⁴. Die größten Exporteure waren Russland, Katar, USA, Norwegen und Australien ⁴.

Die weltweiten Erdgasimporte beliefen sich 2020 auf 1.134,1 Milliarden m³. Die größten Importeure waren Deutschland, China, Japan, USA und Italien.

Weitere Informationen in folgenden Links:

- Erdgas/Tabellen und Grafiken – Wikipedia
- Energie in der Welt: Zahlen und Fakten - Weltenergieerat
- Erdgasförderung weltweit bis 2022 | Statista
- Erdgasverbrauch weltweit bis 2022 | Statista

Weitere Informationen: 1. de.wikipedia.org; 2. weltenergieerat.de; 3. de.statista.com; 4. de.statista.com; 5. de.wikipedia.org; 6. weltenergieerat.de; 7. de.statista.com; 8. de.statista.com

Quelle: Microsoft BING Chat mit GPT 4 (KI), 12/2023

Einleitung und Ausgangslage mit Beitrag Erdgas

Weltweite Energiesituation Erdgas im Jahr 2022 nach BGR Bund (1)

3.1 Erdgas

Die weltweite Erdgasförderung war 2022 nahezu gleichbleibend zum Vorjahr und betrug rund 4,14 Bill. m³ (Vorjahr 4,18 Bill. m³). In den einzelnen Regionen und Ländern waren die Förderentwicklungen allerdings sehr unterschiedlich. Im Vereinigten Königreich nahm die Erdgasförderung um 16%, in Malaysia um 11% und in den Vereinigten Staaten um 5% zu. Dagegen förderten die Russische Föderation 12%, Turkmenistan 11% und Nigeria 9% deutlich weniger. In Europa wurde rund 7% mehr Erdgas gefördert. In absoluten Zahlen förderten die Vereinigten Staaten, wie auch im Vorjahr, weltweit das meiste Erdgas, gefolgt von der Russischen Föderation und dem Iran (Tab. A-18 im Anhang).

>> Nahezu unveränderte weltweite Erdgasförderung im Jahr 2022

tionellen Vorkommen. Auch bei den globalen Erdgasressourcen dominieren konventionelle Vorkommen mit rund 328 Bill. m³, gefolgt von Schiefergasressourcen mit 234 Bill. m³, Tight Gas mit 50 Bill. m³ und CBM mit 45 Bill. m³ (Tab. A-16 im Anhang).

Der weltweite Erdgasverbrauch sank 2022 um 1% gegenüber dem Vorjahr. Die Vereinigten Staaten blieben mit 915 Mrd. m³ der größte Erdgasverbraucher, gefolgt von der Russischen Föderation (505 Mrd. m³) und China (358 Mrd. m³) (Tab. A-19 im Anhang). Mit einem Verbrauch von

Die globalen Erdgasreserven haben sich im Vergleich zum Vorjahr leicht erhöht und belaufen sich auf 211 Bill. m³ (Vorjahr 206 Bill. m³) (Tab. 4; Abb. 3-1). Weltweit befinden sich rund 94% der Erdgasreserven in konventionellen Vorkommen. Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen (Schiefergas und Kohleflözgas, CBM) hingegen haben nur einen geringen Anteil an den Erdgasreserven (Tab. A-17 im Anhang). Signifikante Schiefergasreserven werden derzeit nur für die Vereinigten Staaten ausgewiesen, die einen Anteil von etwa 68% an den gesamten US-Erdgasreserven haben. China hat allerdings in den letzten Jahren die Schiefergasexploration und -förderung verstärkt und dadurch den Schiefergasreservenanteil auf 9% erhöht. Rund die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven sind in der Russischen Föderation, im Iran und in Katar konzentriert (Tab. A-17 im Anhang). Diese befinden sich nahezu ausschließlich in konven-

rund 81 Mrd. m³ steht Deutschland an neunter Stelle der globalen Erdgasverbraucher (Tab. A-19 im Anhang) und weist mit einem Verbrauchsrückgang von rund 19% mit Abstand den größten Rückgang innerhalb der zwanzig größten Erdgasverbraucher auf. In der EU-27 nahm der Erdgasverbrauch im Vergleich zum Vorjahr um 14% ab und betrug 357 Mrd. m³.

Die Erdgasimporte nahmen weltweit um rund 4% zu. Die größten Erdgasimporteure sind China, Deutschland und Japan. Im Gegensatz zu China und Japan reexportiert Deutschland aller-

dings einen bedeutenden Anteil in die europäischen Nachbarländer.

>> Über die Hälfte des interregionalen Erdgas-handels erfolgt mit verflüssigtem Erdgas (LNG)

Der weltweite Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) erhöhte sich wie im Vorjahr um 4,5% (GIIGNL 2023) und stellte rund 56% des interregionalen Erdgashandels (Energy Institute 2023). Damit wurde wieder interregional mehr Erdgas in Form von LNG gehandelt, als durch den Pipelinetransport.

Der Angriffskrieg der Russischen Föderation auf die Ukraine und die weitgehende Einstellung der pipelinegebundenen Lieferungen nach Europa sorgte 2022 für einen enormen Nachfrageschub nach LNG mit entsprechend stark gestiegenen Preisen in Europa und weltweit. Die LNG-Handelsströme verlagerten sich zum Teil von Asien nach Europa. Die Länder der EU-27 importierten 62% mehr LNG als im Vorjahr (insgesamt rund 125 Mrd. m³).

Den größten Anteil mit 65% an den weltweiten LNG-Importen hatte aber weiterhin Asien, wobei auf Japan (100 Mrd. m³), China (87 Mrd. m³) und Südkorea (65 Mrd. m³) die größten Mengen entfielen (GIIGNL 2023).

>> Global steigen beim verflüssigtem Erdgas (LNG) die Importkapazitäten schneller als die Exportkapazitäten

Weltweit standen 45 LNG-Importnationen 20 LNG-exportierenden Ländern gegenüber. Die globale Verflüssigungskapazität stieg um rund 20 Mrd. m³, mit dem größten Beitrag in den Vereinigten Staaten und dem neuen Exportland Mosambik. Die Regasifizierungskapazität stieg um rund 32 Mrd. m³.

Die drei größten LNG-Exporteure (Abb. 3-2) im Jahr 2022 waren Katar (109 Mrd. m³, 20,3% Anteil), Australien (108 Mrd. m³, 20,2% Anteil) und

die Vereinigten Staaten (104 Mrd. m³, 19,4% Anteil). Während Australien das Exportvolumen beibehielt, legte Katar um 2,7% und die Vereinigten Staaten um 19,4% gegenüber dem Vorjahr zu (GIIGNL 2023).

In die EU-27 wurde LNG in 2022 vor allem aus den Vereinigten Staaten (53 Mrd. m³), der Russischen Föderation (19 Mrd. m³) und Katar (18 Mrd. m³) geliefert. Alle drei Länder steigerten ihre Liefermengen in die EU-27 (plus 155%, 27% und 14%) (GIIGNL 2023; Abb. 3-3).

Die Preise für Erdgas stiegen 2022 weltweit stark an. Infolge des Angriffskrieges der Russischen Föderation auf die Ukraine und den damit verbundenen befürchteten Erdgasversorgungsunterbrechungen kam es in Europa zu historischen Preishöchstständen bis in den Herbst 2022.

Da es gelang die befürchteten Versorgungsunterbrechungen sowohl durch Einsparungen als auch durch zusätzliche LNG-Lieferungen zu vermeiden, sank der europäische Erdgaspreis zum Jahresende hin erheblich. Allerdings blieb er deutlich über dem Schnitt der Vorjahre (Abb. 3-4).

Weltweite Energiesituation von Erdgas im Jahr 2022 nach BGR Bund (2)

Tabelle 4: Weltweite Förderung und Vorräte von Erdgas im Jahr 2022 sowie Veränderungen zum Vorjahr.

	Förderung	4,14 Bill. m ³	-0,9 %	→
	konv. Reserven	198 Bill. m ³	+2,3 %	→
	nicht-konv. Reserven	13 Bill. m ³	+13,2 %	↑
	Ressourcen	658 Bill. m ³	-2,4 %	→

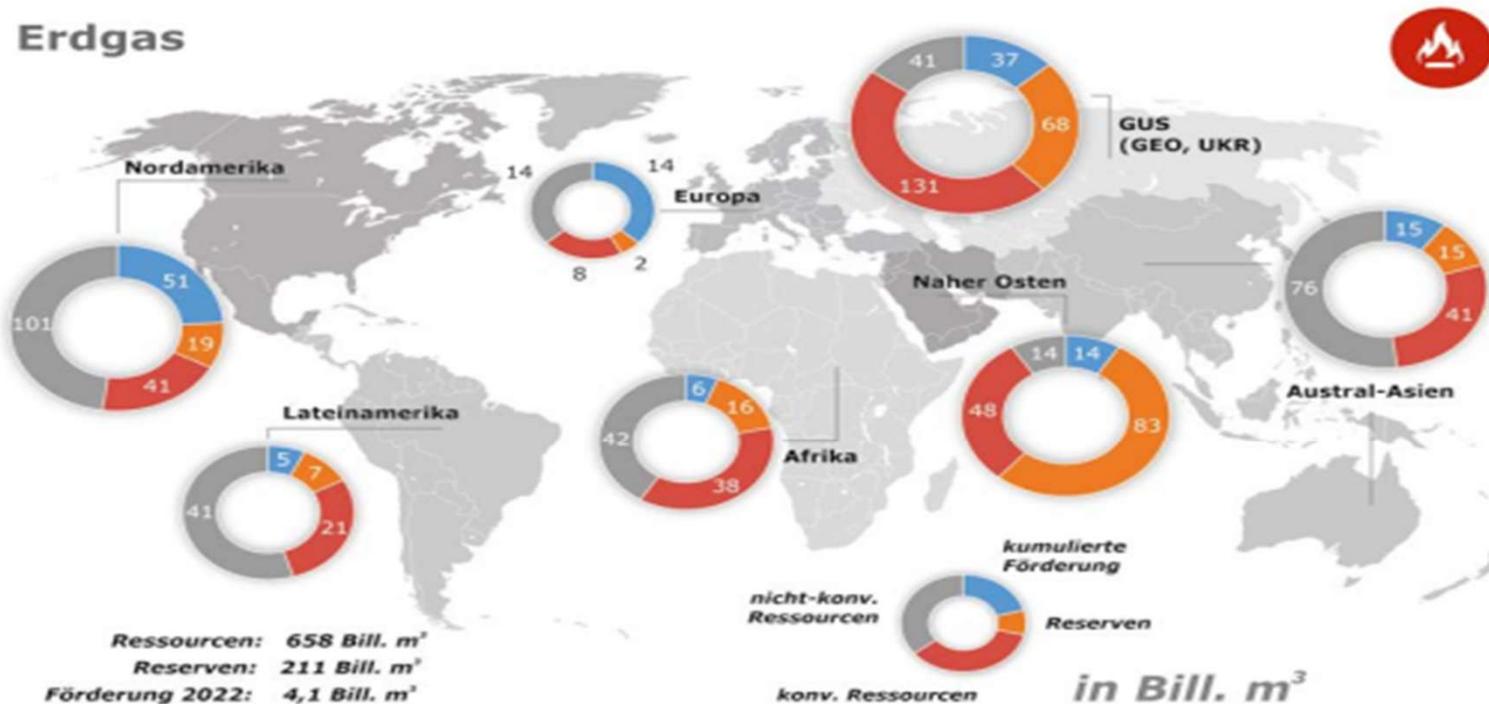


Abbildung 3-1: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Erdgas 2022 (ohne Aquifergas und Gas-hydrate).

Die größten LNG-Exporteure weltweit im Jahr 2022 nach BGR Bund (3)

Gesamt 537 Mrd. m³

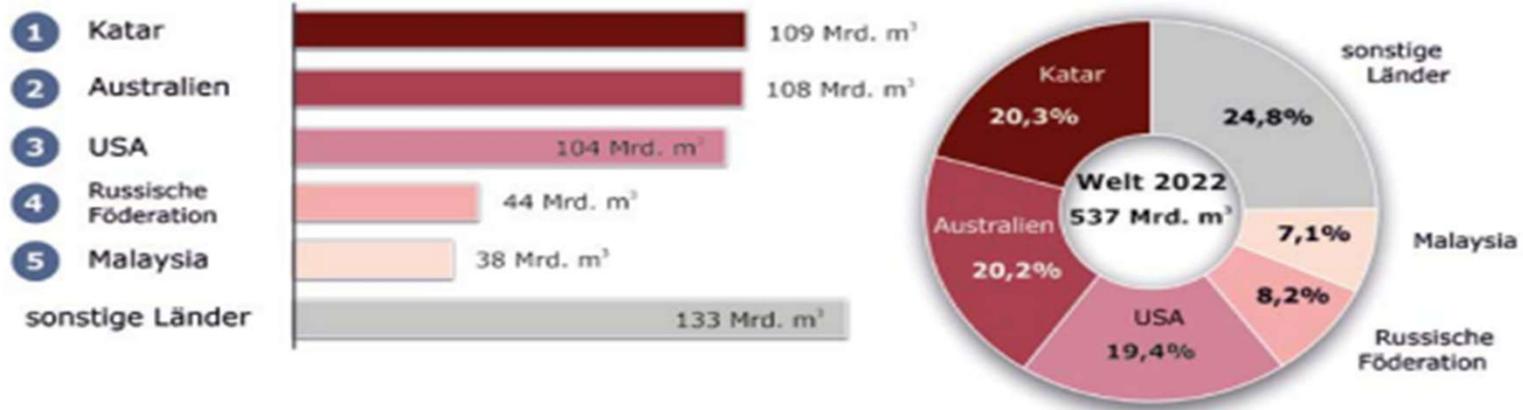


Abbildung 3-2: Die größten LNG-Exporteure in 2022 (Angaben umgerechnet auf gasförmiges Erdgas; GIIGNL 2023).

LNG-Importmengen für die Lieferländer der EU-27 im Jahr 2022 nach BGR Bund (4)

LNG-Importe gesamt 124 Mrd. m³, gesamte Erdgasimporte 544,6 Mrd. m³

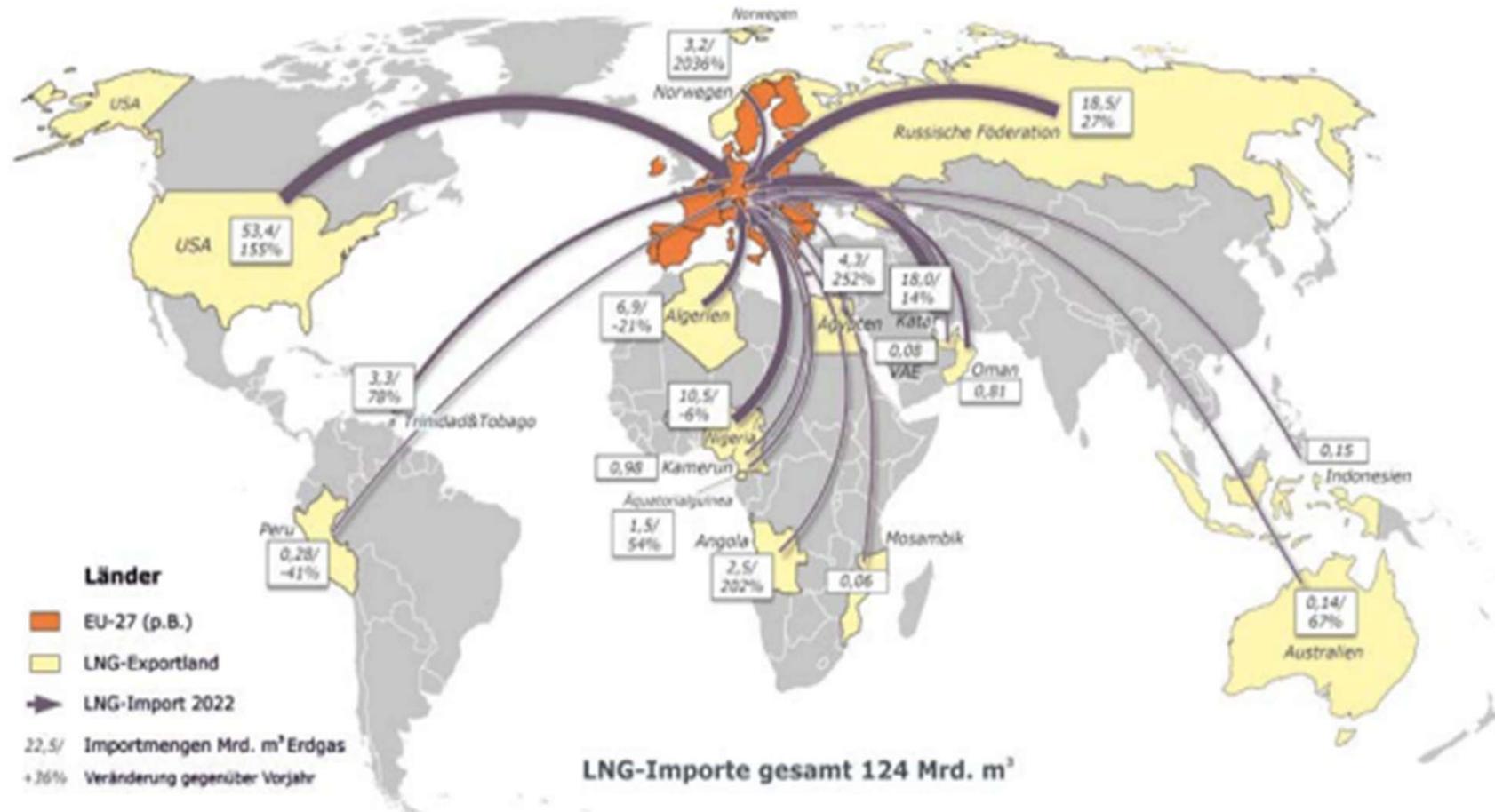


Abbildung 3-3: LNG-Importmengen (Mrd. m³) im Jahr 2022 für die Lieferländer der EU-27 (ohne Vereinigtes Königreich) in 2022 (Angaben umgerechnet auf gasförmiges Erdgas; GIIGNL 2023).

Entwicklung internationale Erdgaspreise im Vergleich mit USA, Japan und Europa 1999-2023 nach Worldbank (5)

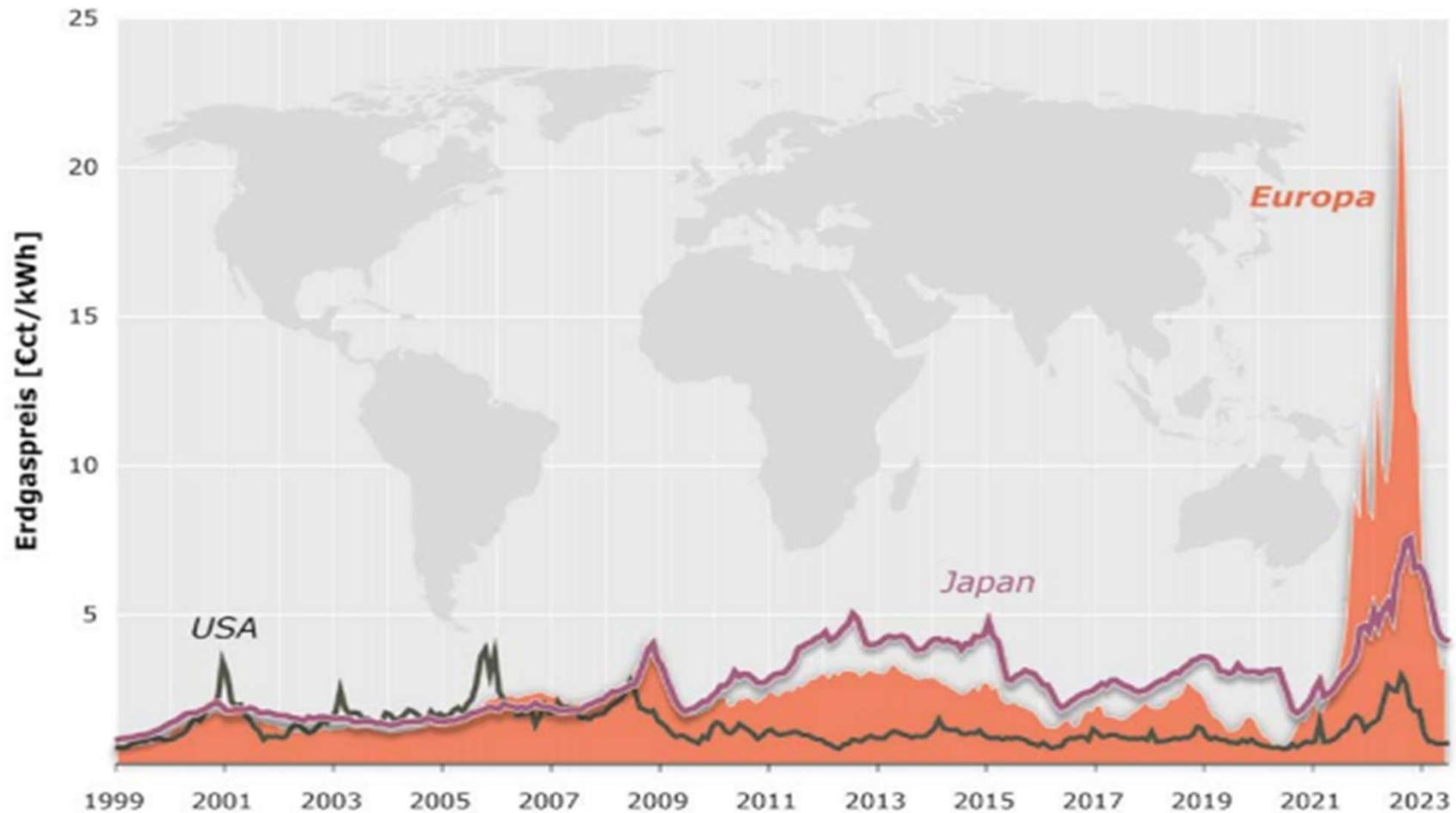


Abbildung 3-4: Vergleich der Entwicklung internationaler Erdgaspreise (Worldbank 2023).

Energiebilanz mit Beitrag Erdgas

Ausgewählte Schlüsselindikatoren zur globalen Energieversorgung für 2019 (1)

Schlüsselindikatoren (Grunddaten)		Schlüsselindikatoren (Kenndaten)	
Population = Bevölkerung (Jahresdurchschnitt)	7.666 Mio.	TES (PEV) / Bevölkerung	79,1/ Kopf
GDP = BIP (real 2015) ²⁾	84.165 Bill. US-\$	TES (PEV) / BIP (real 2015) ²⁾	7,21 GJ/1000 US-\$
GDP = BIP (PPP 2015) ¹⁾	128.851 Bill. US-\$	TES (PEV) / BIP (PPP 2015) ¹⁾	4,77 GJ/1000 US-\$
Energie-Produktion	617.338 PJ	TFC / Bevölkerung	54,52 JJ/ Kopf
Nettoimporte	- 10.848 PJ	EEV / Bevölkerung	49,47 GJ / Kopf
TES = Primärenergie- verbrauch (PEV)	606.490 PJ ⁴⁾	SV Stromverbrauch/ Bevölkerung	3.265 kWh / Kopf
TFC* Endverbrauch	417.973 PJ	CO ₂ / TES	55,44 t CO ₂ / TJ
Endenergieverbrauch (EEV)	379,270 PJ	CO₂ / Bevölkerung	4,39 t CO₂ / Kopf
Stromverbrauch (SV)**	25.027 TWh	CO ₂ / BIP (real 2015) ²⁾	0,4 kg CO ₂ / US-\$
CO₂-Emissionen***	33.622 Mt CO₂	CO ₂ / BIP (PPP 2015) ¹⁾	0,26 kg CO ₂ / US-\$
<p>* TFC Endverbrauch = Endenergieverbrauch + Nicht-Energieverbrauch ** Brutto-Produktion + Import - Export – Verluste (ohne Eigenverbrauch) *** CO₂-Emissionen nur aus der Verbrennung. Die Emissionen werden berechnet nach IEA Energiebilanzen und den Revised 1996 IPCC-Richtlinien 4) Enthält Bunkeröle</p>		<p>Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ Wechselkurse 2015/2019: 1 € = 1,1095 / 1,1195 US-\$ 1) BIP (PPP 2015) Bruttoinlandsprodukt in Kaufkraftparitäten englische Abkürzung PPP (purchasing power parity) 2) Bruttoinlandsprodukt BIP (real 2015), preisbereinigt, verkettet in Währungen von 2015</p>	

Grafik Bouse 2021

TES Total primary energy supply = Produktion + Importe - Exporte - internationale Marine/Luftfahrtbunker +/- Bestandsveränderungen = Primärenergieverbrauch (PEV)

TFC Total final consumption = Endenergieverbrauch + Nicht-Energieverbrauch (z.B. Kohlen, Mineralöl, Erdgas für Industrieprodukte)

Beachte: Währungseinheit in US-\$: Billion US-\$ entspricht fiktiv Mrd. US-\$, weil es nach Mio. US-\$ keine Mrd. US-\$ gibt!

Ausgewählte Indikatoren zur globalen Energieversorgung nach Regionen, Ländern und Wirtschaftsgliederungen (mit/ohne OECD-36 Länder) für 2019 (2)

Selected indicators for 2019

Region / Country / Economy	Population (million)	GDP (billion 2015 USD)	GDP (PPP) (billion 2015 USD)	Energy prod. (PJ)	Net imports (PJ)	TES (PJ)	Elec. cons. ¹ (TWh)	CO ₂ emissions ² (Mt of CO ₂)
World	7 666	84 165	127 207	617 338	-	606 490 ⁽³⁾	25 027	33 622 ⁽⁴⁾
OECD	1 357	51 300	58 478	194 678	40 747	224 789	10 549	11 318
Middle East	243	2 219	4 806	82 850	-50 288	31 146	1 060	1 754
Non-OECD Europe and Eurasia	341	2 545	6 647	84 853	-34 178	48 871	1 604	2 548
China	1 405	14 651	23 479	113 854	32 839	142 493	7 202	9 919
Non-OECD Asia	2 563	7 174	20 958	65 436	20 537	82 273	2 927	4 575
Non-OECD Americas	449	3 717	6 483	25 972	-1 674	23 447	953	942
Africa	1 308	2 614	6 421	49 696	-13 242	35 882	732	1 263

TES/pop. (GJ/capita)	TES/GDP (GJ/000 2015 USD)	TES/GDP(PPP) (GJ/000 2015 USD)	Elec. cons./pop. (kWh/capita)	CO ₂ /TES (tCO ₂ /TJ)	CO ₂ /pop. (tCO ₂ /capita)	CO ₂ /GDP (kgCO ₂ /2015USD)	CO ₂ /GDP (PPP) (kgCO ₂ /2015USD)	Region / Country / Economy
79.1	7.21	4.77	3 265	55.44	4.39	0.4	0.26	World
165.6	4.38	3.84	7 773	50.35	8.34	0.22	0.19	OECD
128.1	14.04	6.48	4 359	56.32	7.22	0.79	0.37	Middle East
143.4	19.2	7.35	4 706	52.13	7.48	1	0.38	Non-OECD Europe and Eurasia
101.4	9.73	6.07	5 125	69.61	7.06	0.68	0.42	China
32.1	11.47	3.93	1 142	55.61	1.79	0.64	0.22	Non-OECD Asia
52.2	6.31	3.62	2 121	40.17	2.1	0.25	0.15	Non-OECD Americas
27.4	13.72	5.59	560	35.19	0.97	0.48	0.2	Africa

OECD Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (36 Länder)

1. Electricity consumption = Gross production + imports – exports – losses.
2. CO₂ emissions from fuel combustion only. Emissions are calculated using the IEA World Energy Balances and the Revised 2006 IPCC Guidelines, and exclude emissions from non-energy use.
3. TES for world includes international aviation and international marine bunkers as well as electricity and heat trade.
4. CO₂ emissions for world include emissions from international aviation and international marine bunkers.

1. Stromverbrauch = Bruttonproduktion + Importe - Exporte - Verluste.
2. Nur CO₂-Emissionen aus der Verbrennung. Die Emissionen werden anhand der IEA World Energy Balances berechnet und die überarbeiteten IPCC-Richtlinien von 2006 und schließen Emissionen aus dem Nicht-Energieverbrauch aus.
3. TES for World umfasst die internationale Luftfahrt und internationale Seebunker sowie Elektrizität und Wärmehandel.
4. Die weltweiten CO₂-Emissionen umfassen Emissionen aus der internationalen Luftfahrt und aus internationalen Meeresbunkern

Energiebilanz für die Welt 2019 (1)

Gesamt PEV 606,490 EJ = 168,5 Bill. kWh = 14.485 Mtoe = 14,5 Mrd.toe, Veränderung 1990/2019 + 64,4%
 Ø 79,1 GJ/Kopf = 22,0 MWh/Kopf = 1,9 toe/Kopf
 Beispiel Erdgas-Anteile: EP 23,3, PEV 23,2% und EEV 15,9%

World energy balance, 2019

	27,1%	30,8%	23,3%	4,9%	2,5%	9,2%	2,2%	100% (EJ)	
EP =									
SUPPLY AND CONSUMPTION	Coal¹	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro	Biofuels and waste²	Other³	Total
Production	167.549	190.442	-	143.639	30.461	15.195	56.539	13.513	617.338
Imports	35.644	102.662	56.858	42.995	-	-	1.341	2.589	242.089
Exports	-37.098	-102.077	-60.177	-44.313	-	-	-1.076	-2.606	-247.347
Stock changes	-3.720	-0.177	-0.167	-1.537	-	-	0.009	-	-5.591
PEV =									
TES	162.376	190.851	-3.486	140.784	30.461	15.195	56.813	13.496	606.490
Transfers	-0.104	-9.823	11.218	-	-	-	-0.000	-	1.291
Statistical diff.	-1.850	0.839	-0.107	-0.881	-	-	0.033	0.998	-0.968
Electricity plants	-72.727	-1.417	-5.727	-38.996	-30.315	-15.195	-5.156	71.087	-98.445
CHP plants	-29.624	-0.000	-0.575	-13.993	-0.146	-	-3.364	26.012	-21.690
Heat plants	-1.042	-0.022	-0.359	-2.552	-	-	-0.540	4.087	-0.428
Blast furnaces	-7.902	-	-0.006	-0.001	-	-	-0.002	-	-7.912
Gas works	-0.706	-	-0.120	0.254	-	-	-0.040	-	-0.612
Coke ovens ⁴	-4.138	-	-0.086	-0.001	-	-	-0.005	-	-4.230
Oil refineries	-	-182.111	178.099	-	-	-	-	-	-4.012
Petchem. plants	-	1.501	-1.493	-	-	-	-	-	0.009
Liquefaction plants	-0.953	0.892	-	-0.730	-	-	-	-	-0.791
Other transf.	-0.012	0.562	-0.025	-0.999	-	-	-3.637	-0.024	-4.135
Energy ind. own use	-3.433	-0.357	-8.949	-13.438	-	-	-0.680	-10.182	-37.039
Losses	-0.099	-0.317	-0.008	-1.041	-	-	-0.008	-8.082	-9.554
EEV + NEN =									
TFC	39.786	0.599	168.375	68.405	-	-	43.415	97.392	417.973
Industry	32.571	0.065	12.208	25.700	-	-	9.895	40.540	120.979
Transport ⁵	0.040	0.000	110.471	4.963	-	-	3.987	1.510	120.972
Other	5.101	0.001	17.752	29.591	-	-	29.533	55.342	137.319
Non-energy use	2.074	0.533	27.945	8.152	-	-	-	-	38.703
EEV									
	37,712 (9,9%)	140,496 (37,0%)	60,253 (15,9%)	-	-	43,415 (11,5%)	97,392 (25,7%)	379,270 (100%)	

PEV
606,5 EJ
168,5 Bill. kWh
14.485 Mtoe

EEV
379,270 EJ
105,4 Bill. kWh
9.058,5 Mtoe

* Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

- In this table, peat and oil shale are aggregated with coal.
- Data for biofuels and waste final consumption have been estimated for a number of countries.
- Includes geothermal, solar, wind, heat and electricity.
- Also includes patent fuel, BKB and peat briquette plants.
- Includes international aviation and international marine bunkers

- In dieser Tabelle werden Torf und Ölschiefer mit Kohle aggregiert.
- Daten für Biokraftstoffe und den Endverbrauch von Abfällen wurden für eine Reihe von Ländern geschätzt.
- Beinhaltet Geothermie, Solar, Wind, Wärme und Strom.
- Umfasst auch Patentbrennstoff-, BKB- und Torfbrikettanlagen.
- Beinhaltet internationale Luftfahrt und internationale Seebunker.

* bezogen auf den Energieinhalt ☐ Nettoheizwert = unteren Heizwert Hu bei der Erdgasförderung 34,9 kJ/m³ = 9,7 kWh/m³, ebenso gleichgesetzt beim PEV und EEV

Quelle: IEA – Key World Energy Statistics 2021, S. 47, 9/2021;

Energiebilanz für die Welt 2019 (2)

Produktion

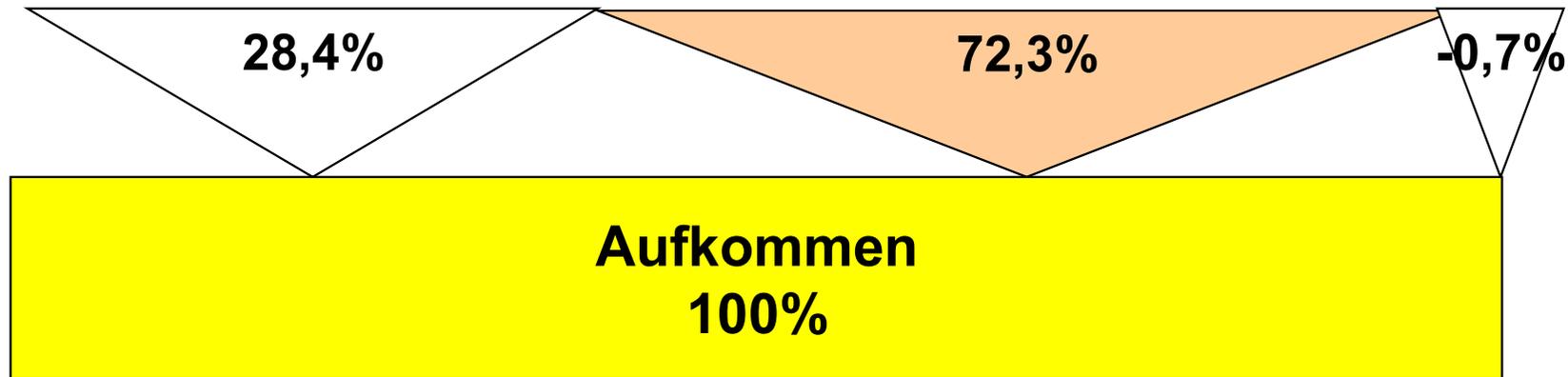
617,338 EJ = 617.338 PJ = 171,5 Bill. kWh = 14.744,5 Mtoe

Importe

242,089 EJ = 67,2 Bill. kWh = 5.782 Mtoe

Bestandsveränderung

- 1.537 EJ = - 1,55 Bill. kWh = - 133,5 Mtoe



853,836 EJ = 237,2 Bill. kWh = 20.393 Mtoe



Primärenergieverbrauch (PEV = TES)

606,490 EJ = 168,5 Bill. kWh = 14.485 Mtoe

Exporte und Bunkerungen ¹⁾

247,347 EJ = 68,7 Bill. kWh = 5.907,6 Mtoe

* Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Marine- und Luftfahrt-Bunkerungen = 0 Mtoe

Energieflussbild für die Welt 2019 (3)

PEV = TES

606,5 EJ
168,5 Bill. kWh
14,5 Mtoe

Primärenergieverbrauch
100%

∅ PEV

79,1 GJ/Kopf
22,0 MWh/Kopf
1,9 toe/Kopf

EEV 2)

379,3 EJ
105,4 Bill. kWh
9,1 Mtoe

Endenergieverbrauch
62,5%

- Verlustenergie
31,1%¹⁾
(Energiesektoren)

∅ EEV

49,5 GJ/Kopf
13,7 MWh/Kopf
0,9 toe/Kopf

- Nicht-Energie-
verbrauch 6,4%
(z.B. Chemieprodukte)

NE

k.A.

Nutzenergie
k.A. 3)

- Verlustenergie k.A.
(Verbrauchssektoren)

∅ NE

k.A.

Wärme, mechanische Energie, Licht, Information & Kommunikation 3)

* Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

1) Umwandlungs-, Fackel- und Leitungsverluste sowie Verbrauch in den Energiesektoren

2) Endenergieverbrauch (EEV) = TFC 417,973 EJ abzüglich Nicht-Energieverbrauch 38,703 EJ = 379,270 EJ

Quellen: IEA - Key World Energy Statistics 2021, 9/2021 aus www.iea.com; BMWI Energiedaten Tab. 31,32/36, 9/2021

Primärenergiebilanz Erdgas der Welt im Jahr 2019

Aufkommen und Verwendung (Nettoheizwert Hu*)

Gesamt 186.634 PJ = 51.843. TWh (Mrd. kWh) = 100% ¹⁾

Bestandsentnahmen	0%
Einfuhr 42.995 PJ	23,0%
Förderung = Produktion 143.639 PJ	77,0%

Aufkommen

Bestandsaufstockungen	1.537 PJ	0,8%
Ausfuhr 44.313 PJ		23,8%
PEV 140.787 PJ 75,3%	Umwandlungsverluste ²⁾	38,6%
	Nichtenergienutzung	4,4%
	EEV 32,3%	
	Industrie	13,8%
	Haushalte/ GHD	15,8%
	Verkehr	2,7%

Verwendung

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

1) Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ.

2) Umwandlungsverluste, z.B. Raffinerie-Eigenverbrauch/Verarbeitungsverluste, Kraftwerke

* bezogen auf den Energieinhalt Nettoheizwert = unteren Heizwert Hu bei der Erdgasförderung 34,9 kJ/m³ = 9,7 kWh/m³, ebenso gleichgesetzt beim PEV und EEV

Quellen: IEA - Key World Energy Statistics 2021, 9/2021 aus www.iea.com

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

TOP 10-Länder-Rangfolge bei Produzenten, Exporteuren und Importeuren von Erdgas weltweit 2020 (1)

Welt-Produktion (Förderung) 4.014 bcm (Mrd. m³)

Natural gas production

Producers, net exporters and net importers¹ of natural gas

Produzenten ¹⁾

Producers	bcm	% of world total
United States	949	23.6
Russian Federation	722	18.0
Islamic Rep. of Iran	235	5.9
People's Rep. of China	191	4.8
Canada	184	4.6
Qatar	167	4.2
Australia	148	3.7
Norway	116	2.9
Saudi Arabia	99	2.5
Algeria	92	2.3
Rest of the world	1 111	27.5
World	4 014	100.0

2020 provisional data

Exporteuren

Net exporters	bcm
Russian Federation	230
Qatar	127
Norway	111
Australia	103
United States	77
Turkmenistan	56
Canada	47
Algeria	41
Nigeria	27
Malaysia	22
Others	176
Total	1 017

2020 provisional data

Importeuren

Net importers	bcm
People's Rep. of China	125
Japan	105
Germany	83
Italy	66
Mexico	64
Korea	54
Turkey	47
France	37
United Kingdom	34
India	34
Others	324
Total	973

2020 provisional data

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

1) Net exports and net imports include pipeline gas and LNG = Nettoexporte und die Nettoeinfuhren umfassen Pipelinegas und LNG.

Einheit 1 bcm = 1 Mrd. m³ (USA = 1 Billion anstelle 1 Mrd. m³, weil es die Einheit Mrd. nicht gibt!)

Nachrichtlich Förderung Jahr 2019: 4.115 bcm (Mrd. m³)

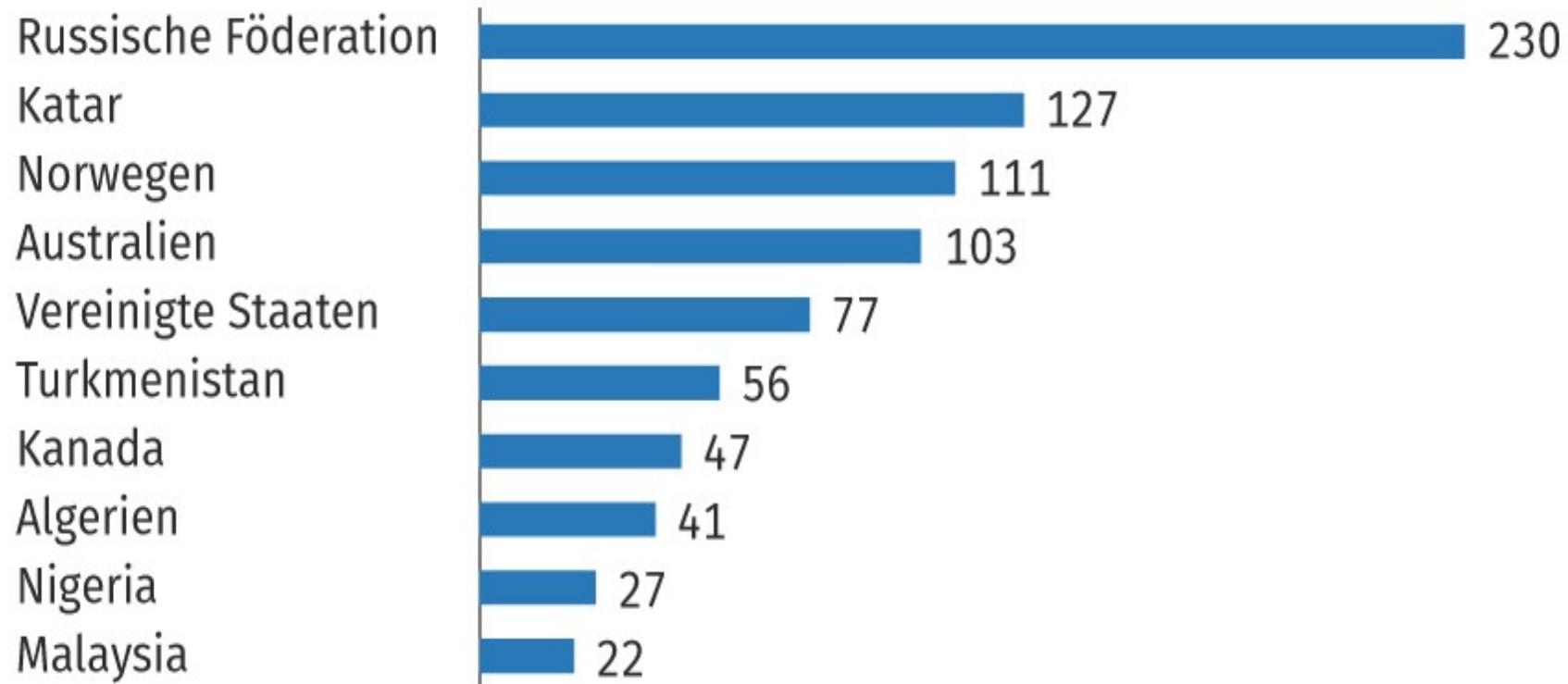
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

TOP10 Gas-Exporteure weltweit 2020 (2)

Jahr 2019: Gesamt 1.017 bcm (Mrd. m³)

Die 10 größten Gas-Exporteure weltweit 2020

Nettoexporte in Milliarden Kubikmeter



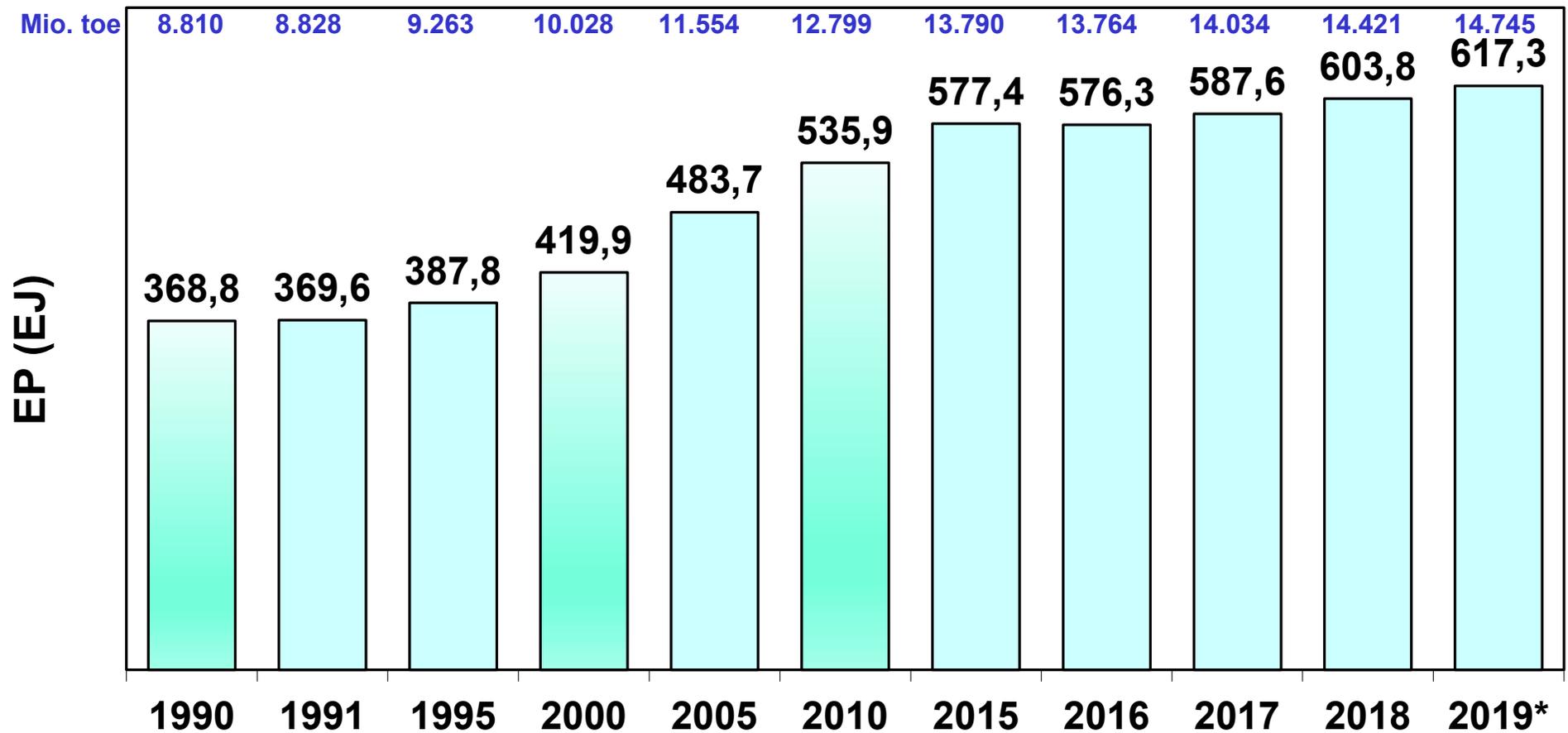
Quelle: IEA, vorläufige Daten. Pipelinegas und Flüssiggas.

©  Statistisches Bundesamt (Destatis), 2022

**Energie-Erzeugung-/Produktion
bzw. Energieförderung
mit Beitrag Erdgas**

Globale Entwicklung Energieproduktion (EP) (= Erzeugung = Förderung) 1990 bis 2019 (1)

Jahr 2019: Gesamt 617,3 EJ = 171,5 Bill. kWh = 14.744,5 Mtoe = 14,7 Mrd.toe, Veränderung 1990/2019 + 67,4%
 Ø 80,5 GJ/Kopf = 22,4 MWh/Kopf = 1,9 toe/Kopf



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 7.666 Mio.

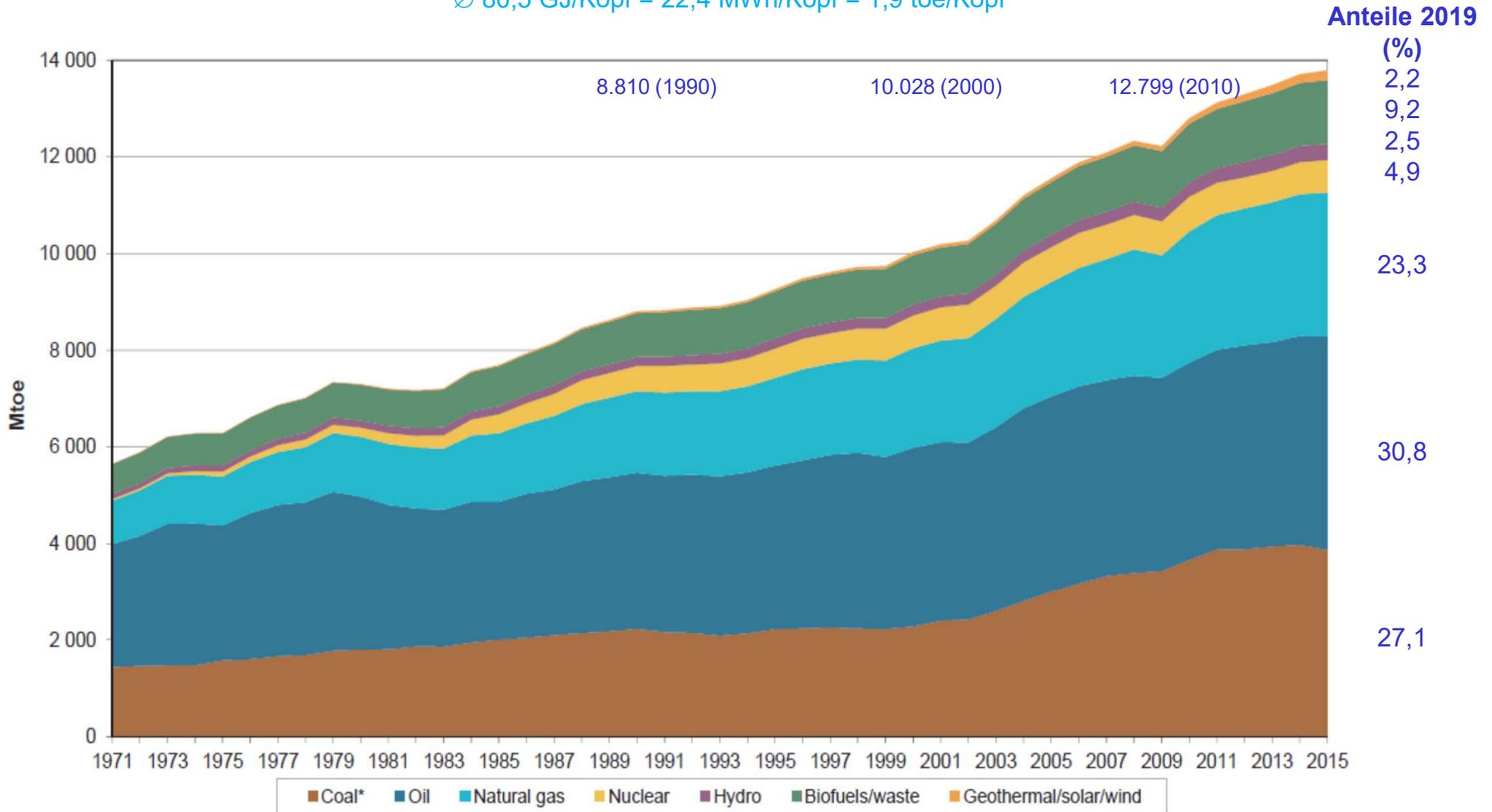
Quellen: IEA – Key World Energy Statistics 2021, 9/2021; BMWI Energiedaten gesamt, Tab. 31/31a/32, 9/2021;

OECD/IEA – Indikatoren & Energiebilanz Welt 1990-2019, 9/2021; IEA-World Energy Balances 2021, Übersicht 9/2021 EN aus www.iea.org

Globale Entwicklung der Energieproduktion (= Erzeugung = Förderung) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas 1971/1990-2019 (2)

Jahr 2019: Gesamt 617,3 EJ = 171,5 Bill. kWh = 14.744,5 Mtoe = 14,7 Mrd.toe, Veränderung 1990/2019 + 67,4%

Ø 80,5 GJ/Kopf = 22,4 MWh/Kopf = 1,9 toe/Kopf



* In this graph, peat and oil shale are aggregated with coal, when relevant. (In diesem Diagramm, Torf und Ölschiefer mit Kohle, wenn relevant aggregiert).

* Daten 2019, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 7.666 Mio.

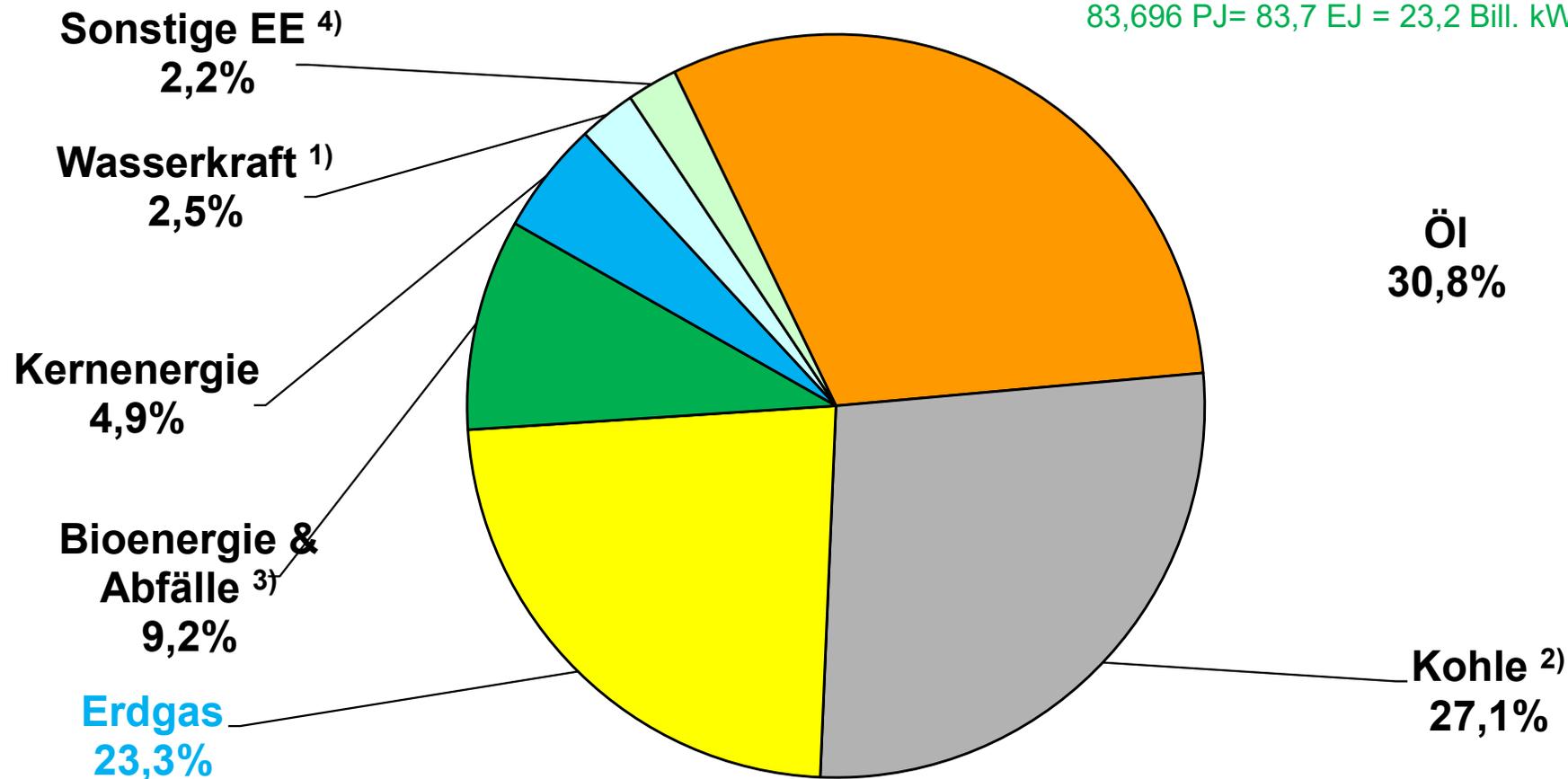
Quelle: OECD/IEA – Statistik Indikator & Energiebilanz in der Welt 1971-2019, 9/2021 und IEA-World Energy Balances 2019, Übersicht 9/2020 EN aus www.iea.org

Globale Energieproduktion (= Erzeugung = Förderung) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas 2019 (3)

Gesamt 617,3 EJ = 171,5 Bill. kWh = 14.744,5 Mtoe = 14,7 Mrd.toe, Veränderung 1990/2019 + 67,4%

Ø 80,5 GJ/Kopf = 22,4 MWh/Kopf = 1,9 toe/Kopf

Erneuerbare Energien
83,696 PJ = 83,7 EJ = 23,2 Bill. kWh (13,6%)



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, 9/2021;

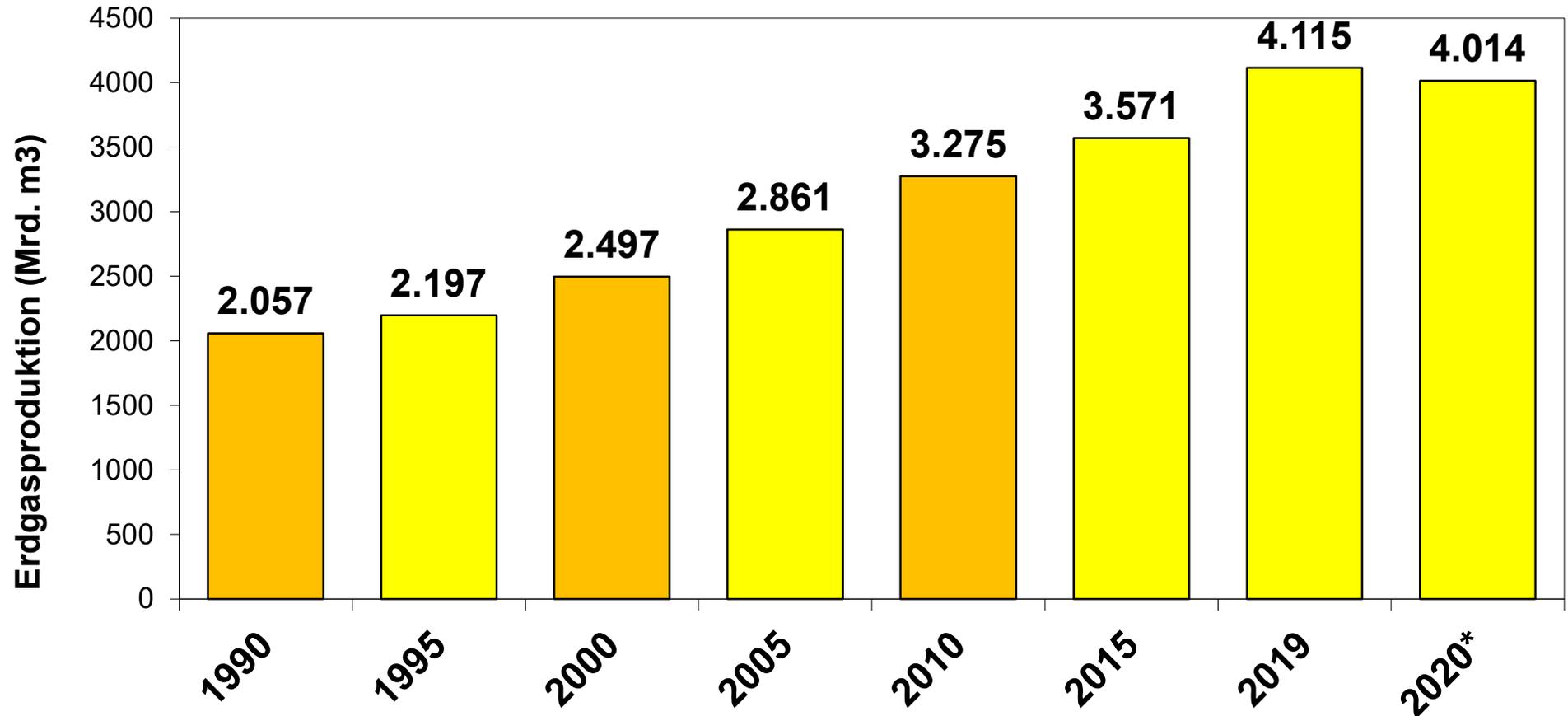
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

1) Einschl. Pumpstrom bei Speicherkraftwerken; 2) Kohle einschl. Torf; 3) Bioenergie + Abfälle + Abwärme (vernachlässigbar); 4) Solar, Geothermie, Wind u.a.

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

Globale Entwicklung Erdgasförderung von 1990-2020 (1)

Jahr 2020: Gesamt 4.013,9 bcm (Mrd. m³), Veränderung 1990/2020 + 95,2%



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Weltbevölkerung 2020: 7.752 Mio.

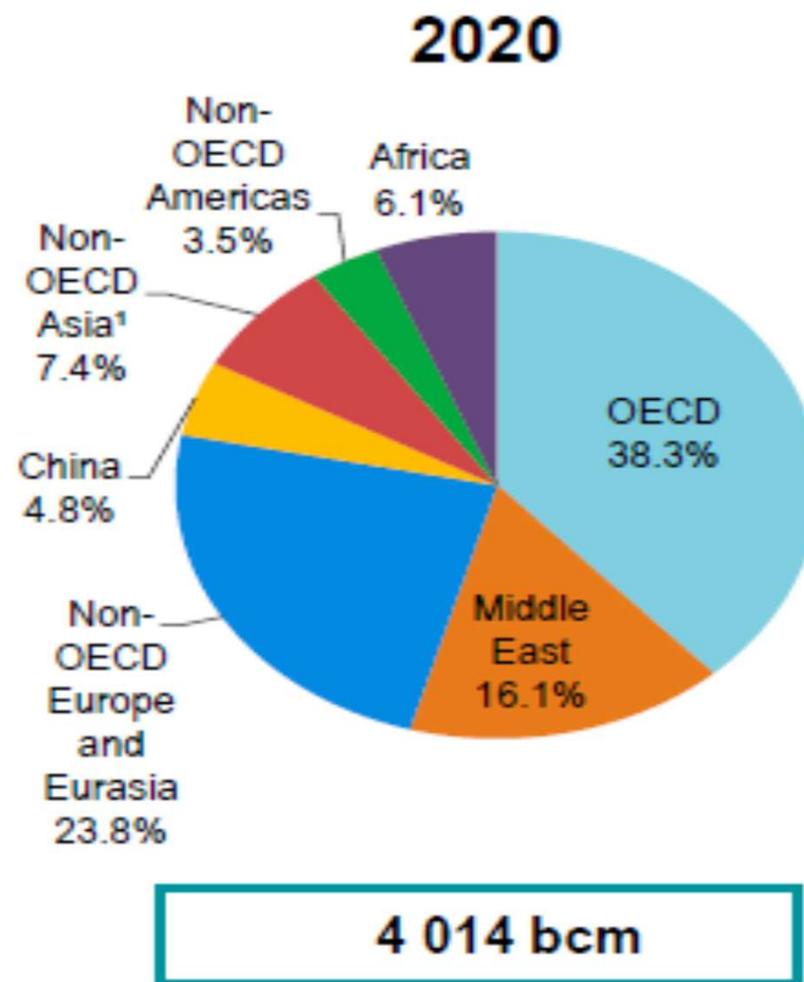
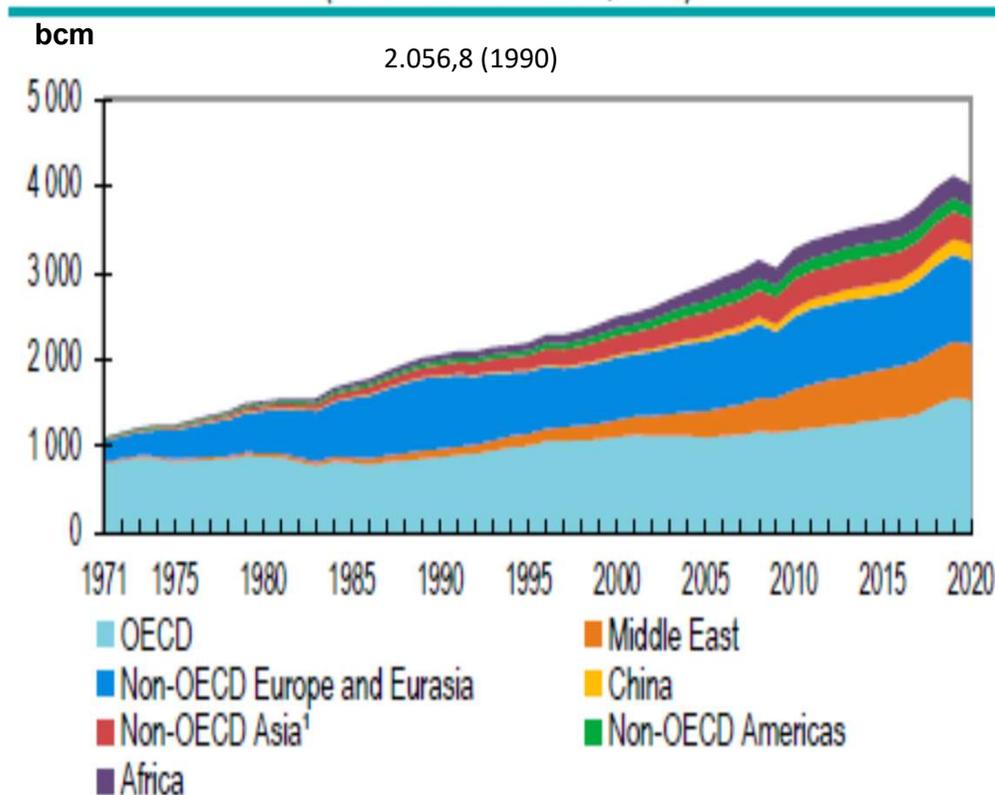
Erdgas = Naturgas; Produktion = Förderung

Globale Entwicklung Erdgas-Förderung nach Regionen 1971/1990-2020 (3)

Jahr 2020: Gesamt 4.013,9 bcm (Mrd. m³), Veränderung 1990/2020 + 95,2%

Natural gas production

World natural gas production by region, 1971-2020
(billion cubic metres, bcm)

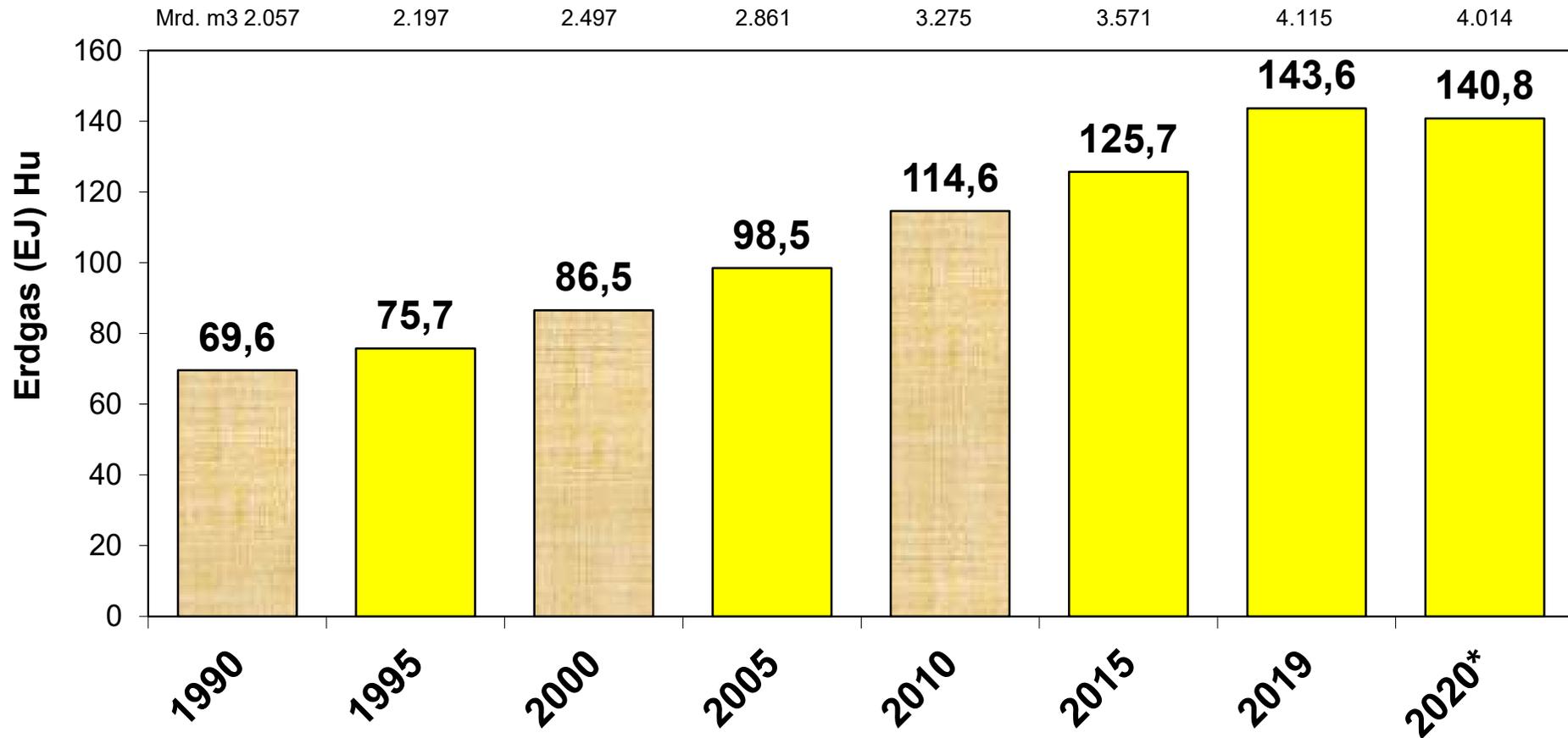


* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Weltbevölkerung 2020: 7.752 Mio.
Erdgas = Naturgas; Produktion = Förderung

Globale Entwicklung Erdgasförderung von 1990-2019/20 (4)

Jahr 2019: 4.115,2 Mrd. m³ = **143,6 EJ** = 39,9 Bill. kWh Hu
 Veränderung 1990/2019 + 100,1%
Anteil Erdgas 23,3% von 617,3 EJ Hu



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Weltbevölkerung 2019/20: 7.666/7.752 Mio.

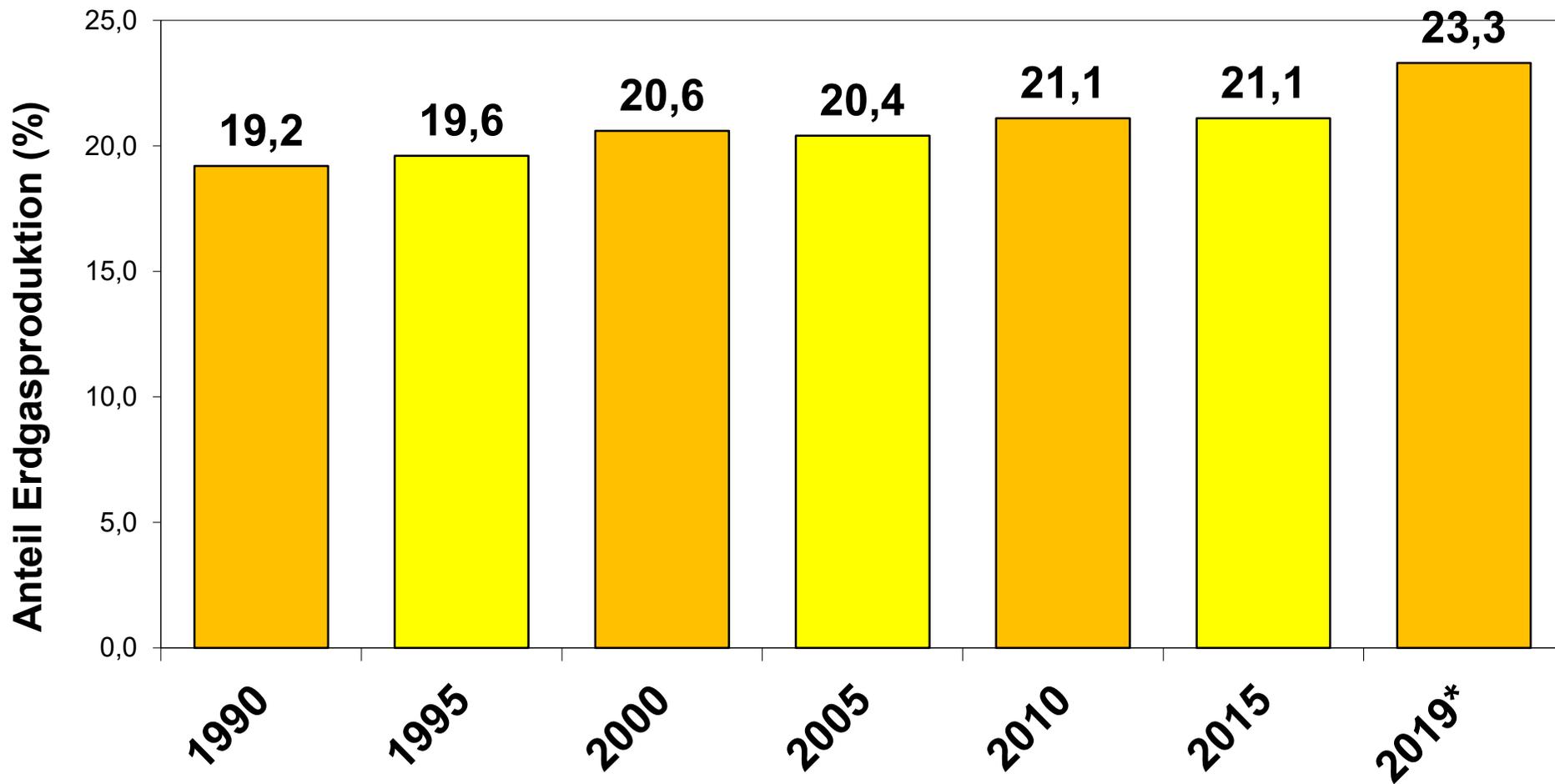
Erdgas = Naturgas; Produktion = Förderung

* bezogen auf den Energieinhalt Nettoheizwert = unteren Heizwert Hu bei der Erdgasförderung 34,9 kJ/m³ = 9,7 kWh/m³, ebenso gleichgesetzt beim PEV und EEV

Erdgasförderung Jahr 2019/20: 4.115 /4014 bcm (Mrd. m³)

Globale Entwicklung Anteil Erdgasförderung an der Gesamtenergieproduktion von 1990-2019 (5)

Jahr 2019: Anteil 23,3% von 617,3 EJ = 171,5 Bill. kWh = 14.744,5 Mtoe = 14,7 Mrd. toe,
Veränderung 1990/2019 + 21,4%



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Nachrichtlich Förderung Jahr 2019: 4.115 bcm (Mrd. m3)

Weltbevölkerung 2020: 7.752 Mio.

Erdgas = Naturgas; Förderung = Produktion

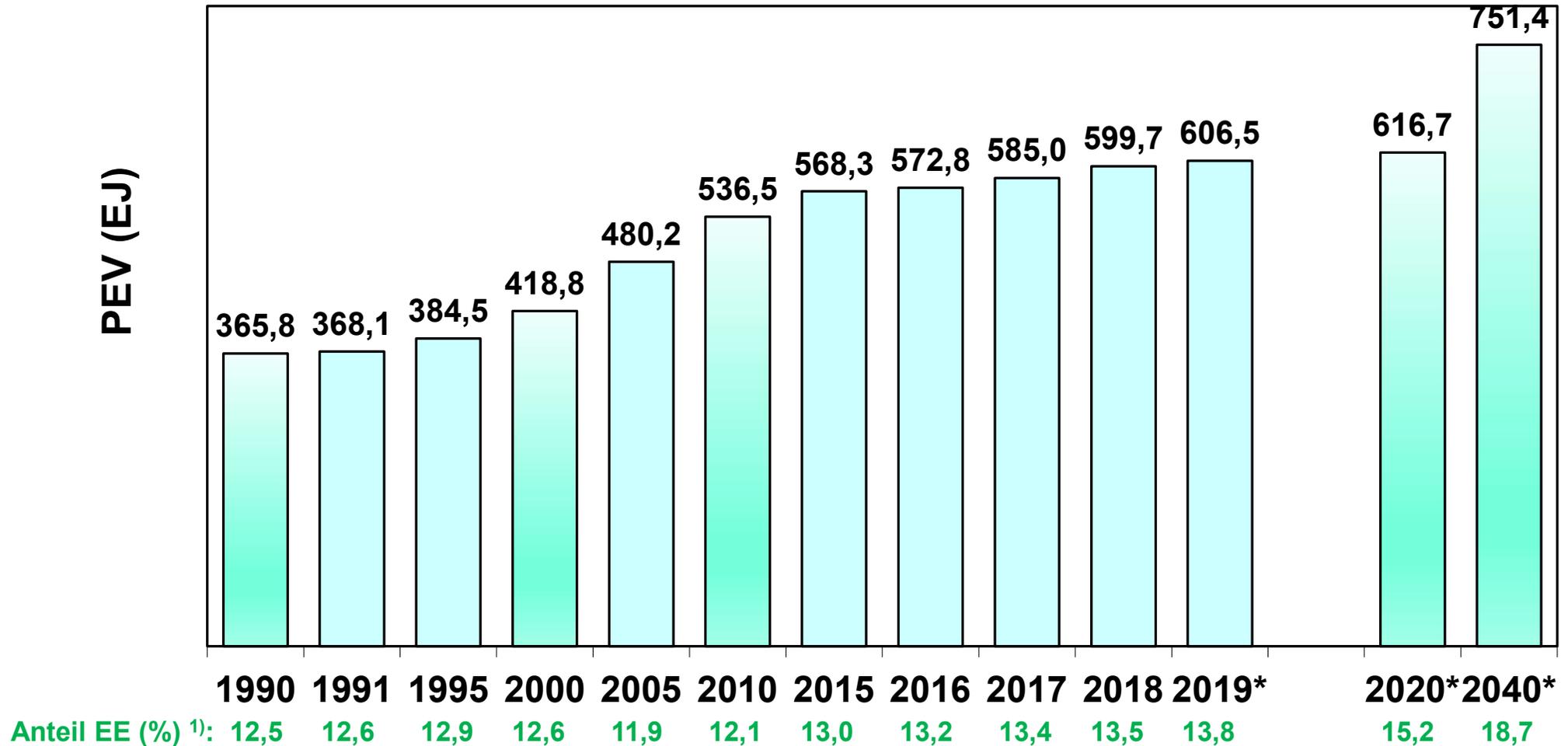
Energieversorgung (TES)

Primärenergieverbrauch (PEV)

mit Beitrag Erdgas

Globale Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) mit Anteil erneuerbare Energien (EE) 1990 bis 2019, IEA-Prognose 2020/40 nach IEA (1)

Jahr 2019: Gesamt 606,5 EJ = 168,5 Bill. kWh = 14.486 Mtoe, Veränderung 1990/2019 + 65,5%
 Ø 79,1 GJ/Kopf = 22,0 MWh/Kopf = 1,9 toe/Kopf



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig; Jahr 2020/40: Prognose der IEA, New Policies Scenario, 2016; Stand 8/2020
 Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 7.666 Mio.

Quellen: OECD/IEA – Key World Energy Statistics 2021, 9/2021; IEA 2021 aus BMWI Energiedaten gesamt, Tab. 31/31a, 9/2021; GVSt Jahresbericht 2020, 11/2020;
 und Renewable Information 2021, Überblick 7/2021 aus www.iea.org

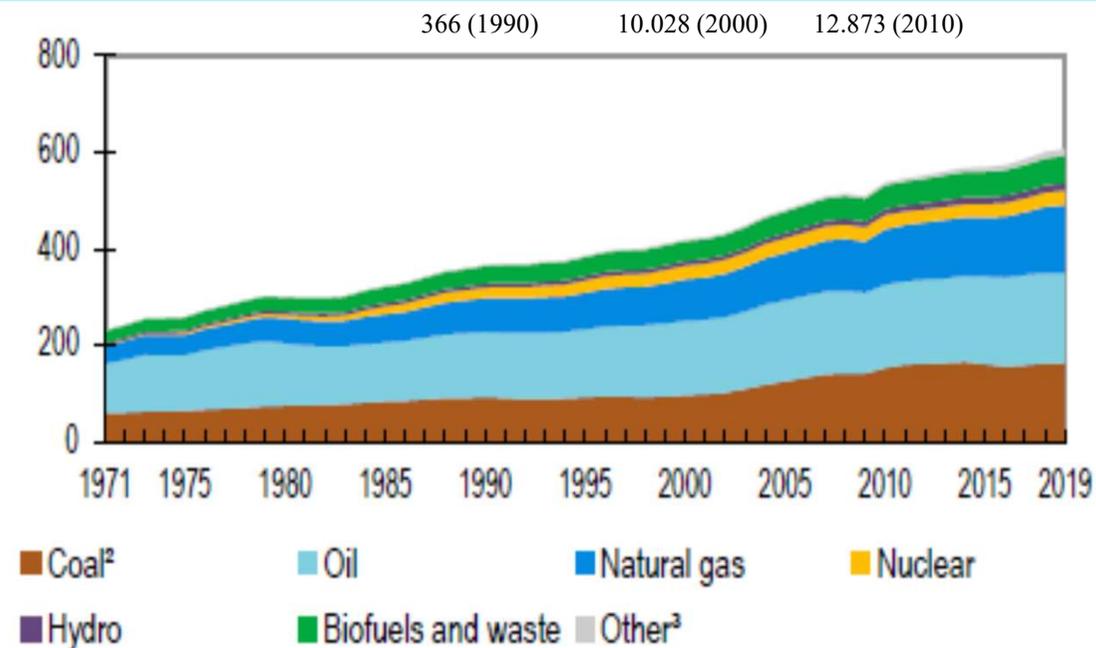
Globale Entwicklung Gesamtenergieversorgung (TES) = Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern 1971/1990 bis 2019 **nach IEA (2)**

Jahr 2019: Gesamt 606,5 EJ = 168,5 Bill. kWh = 14.486 Mtoe, Veränderung 1990/2019 + 65,5%
 Ø 79,1 GJ/Kopf = 22,0 MWh/Kopf = 1,9 toe/Kopf

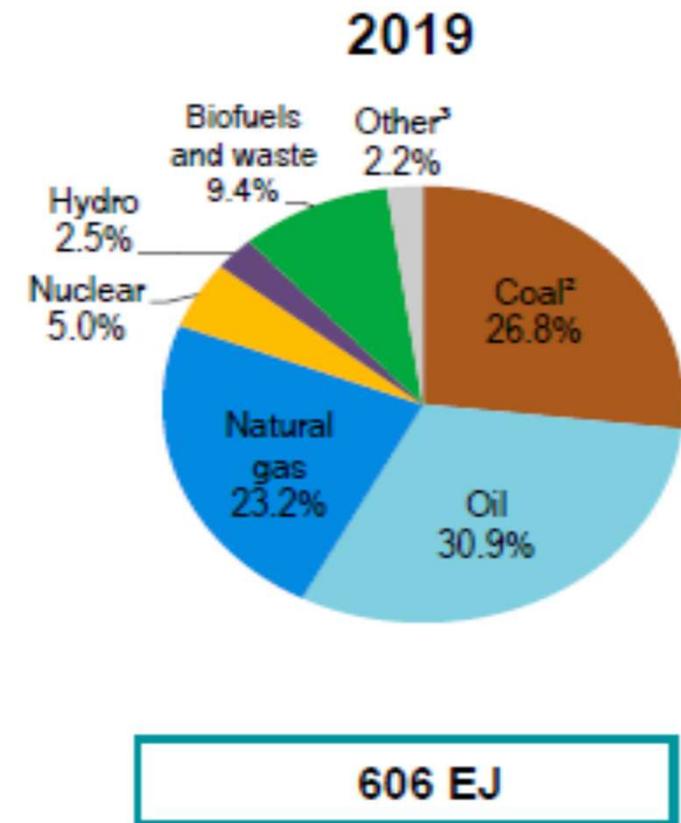
World total energy supply (TES) by source

Weltweite Gesamtenergieversorgung (TES) nach Quelle

World¹ total energy supply by source, 1971-2019 (EJ)



Erneuerbare Energien
 Gesamt 1.999 Mtoe = 83,7 EJ = 23,2 Bill. kWh (13,8%)



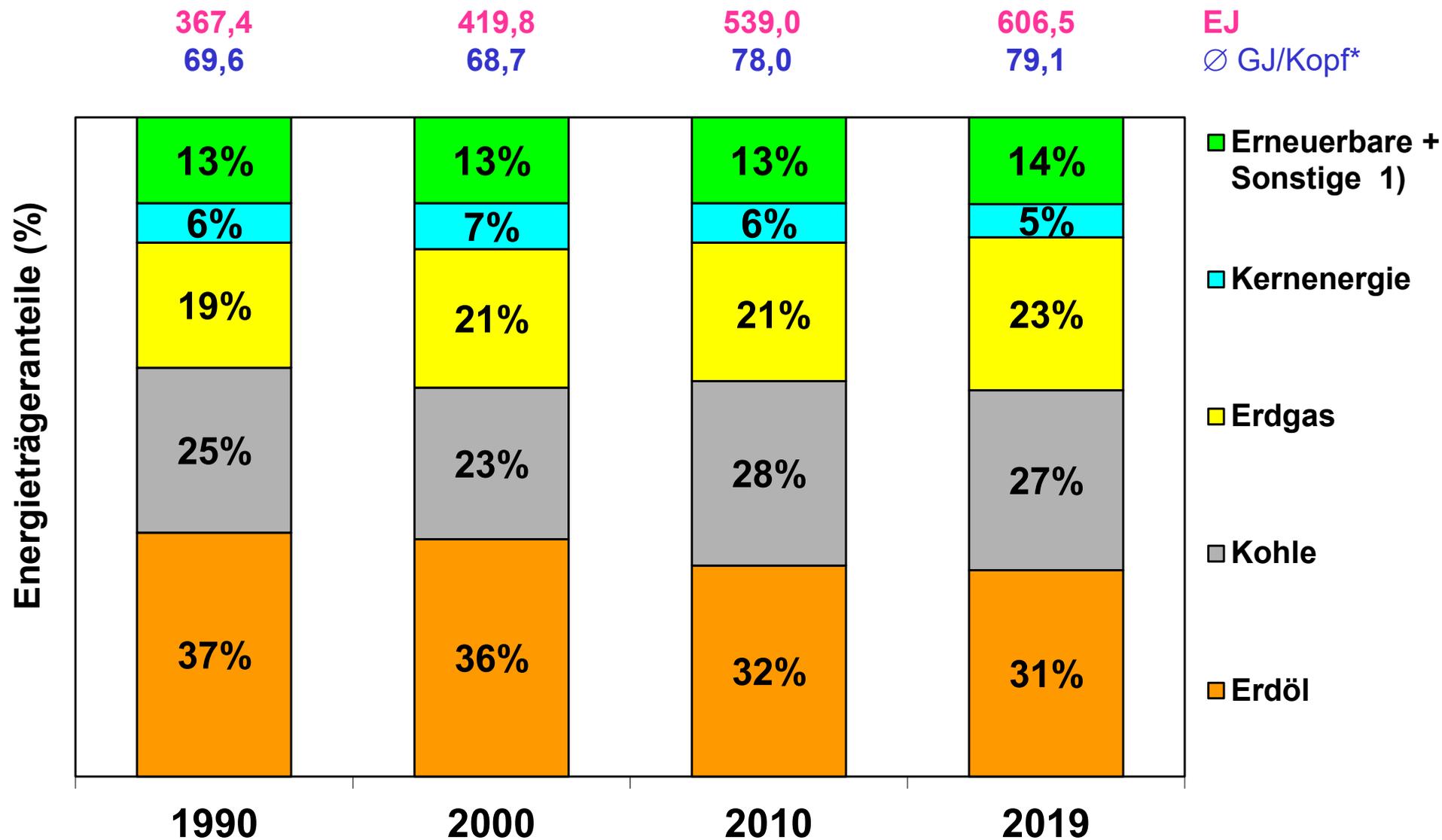
Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021;

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1. World includes international aviation and international marine bunkers (Welt umfasst internationale Luftfahrt und internationale Marinebunker).
2. In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal (in diesen Diagrammen werden Torf und Ölschiefer mit Kohle aggregiert).
3. Includes geothermal, solar, wind, tide/wave/ocean, heat and other sources (beinhaltet Geothermie, Sonne, Wind, Flut / Welle / Ozean, Wärme und andere Quellen).

Globale Entwicklung Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern 1990-2019 nach IEA (3)



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

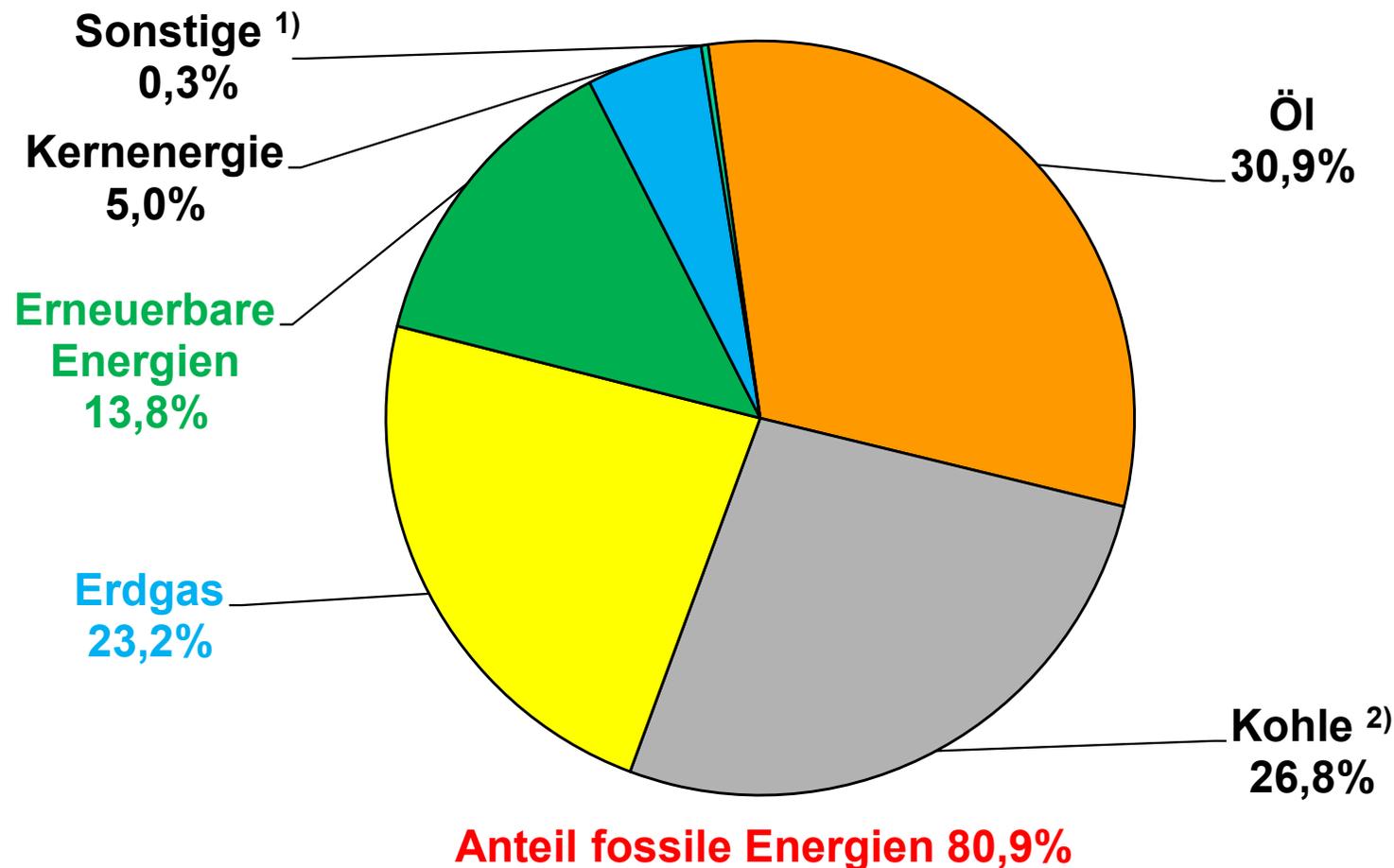
Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 1990 / 2000 / 2010 / 2019 = 5.280 / 6.109 / 6.913 / 7.666 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Quellen: IEA 2020 aus BMWI –Energiedaten, Tab 31, 31a, 32, 6/2020; GVSt -Jahresbericht Steinkohle 2020, 11/2020 und IEA -Renewable Information 2021, Überblick 7/2021 aus www.iea.org

Globaler Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern im Jahr 2019 **nach IEA** (4)

Jahr 2019: Gesamt 606,5 EJ = 168,5 Bill. kWh = 14.486 Mtoe, Veränderung 1990/2019 + 65,5%
Ø 79,1 GJ/Kopf = 22,0 MWh/Kopf = 1,9 toe/Kopf



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

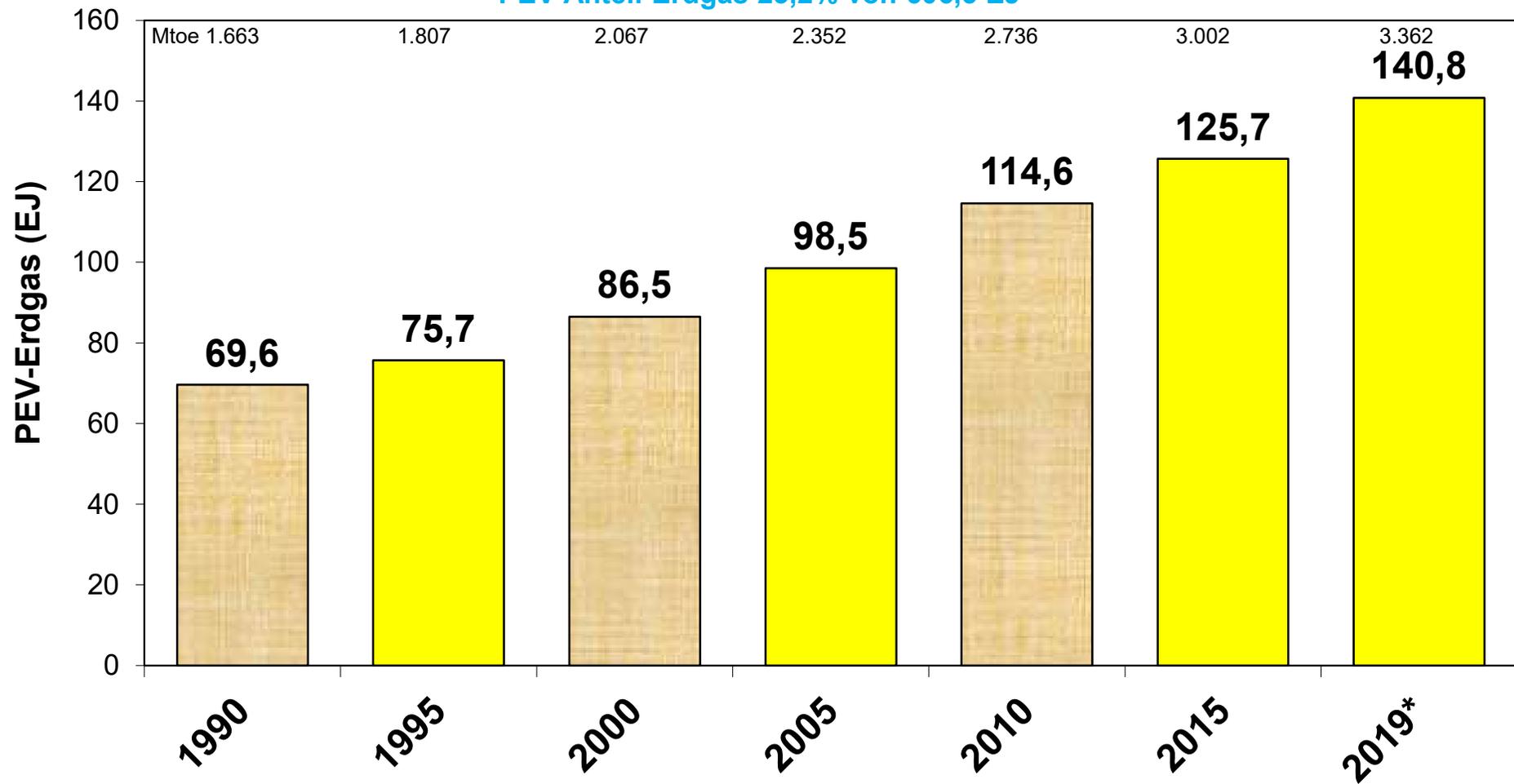
1) Nicht biogener Abfall, Wärme (0,2%) und Pumpstrom bei Speicherkraftwerken (0,1%)

2) Kohle einschl. Torf und Ölschiefer

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

Globale Entwicklung Primärenergieverbrauch Erdgas* (PEV-Erdgas Hu) von 1990-2019 (1)

Jahr 2019: 140,8 EJ = 39,1 TWh (Mrd. kWh) = 4.115,2 Mrd. m³
 Veränderung 1990/2019 + 102,3%
PEV-Anteil Erdgas 23,2% von 606,5 EJ



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

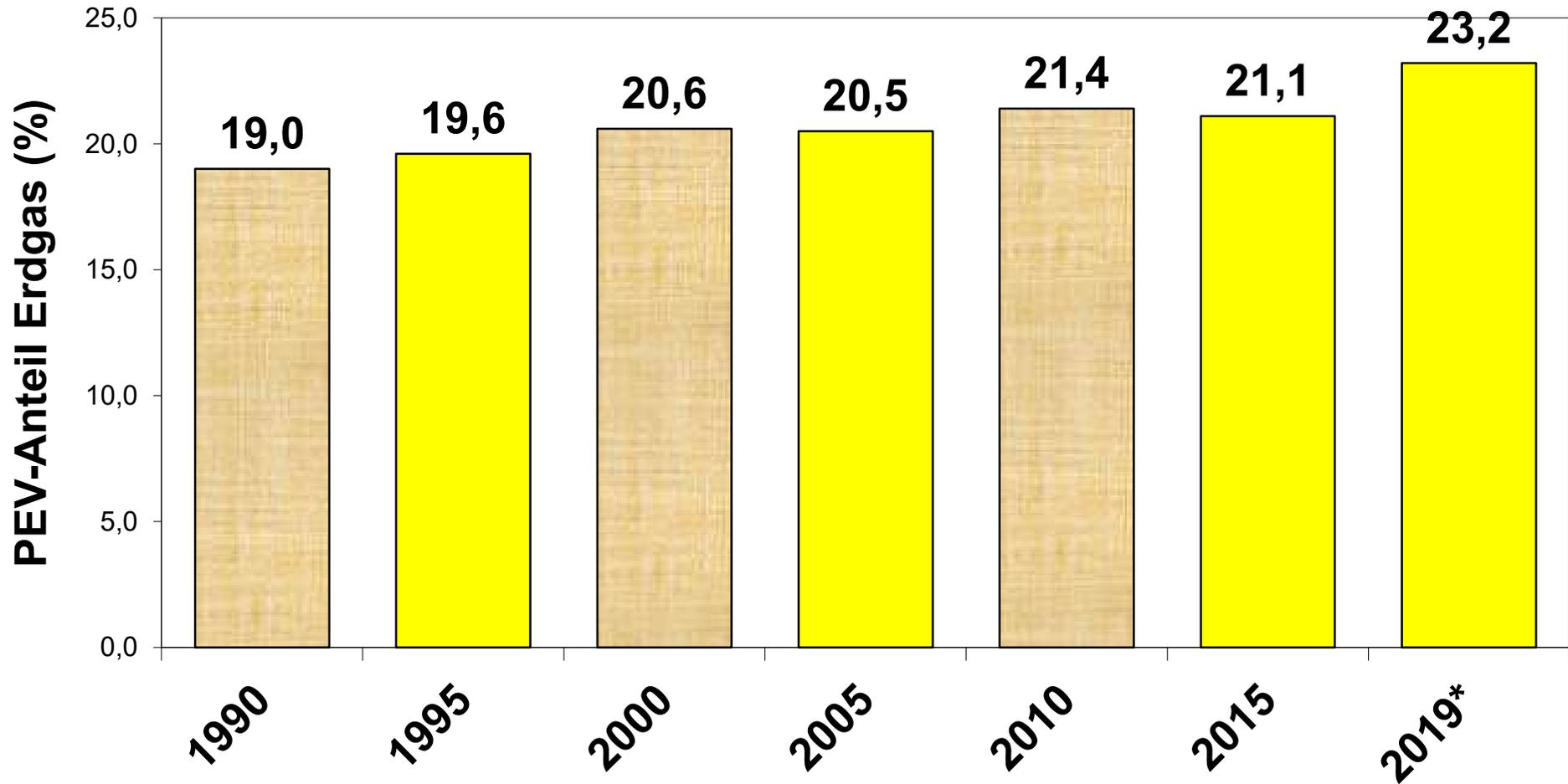
bezogen auf den Energieinhalt ☐ Nettoheizwert = unteren Heizwert Hu bei der Erdgasförderung 34,9 kJ/m³ = 9,7 kWh/m³, ebenso gleichgesetzt beim PEV und EEV

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

Erdgas = Naturgas

Globale Entwicklung Anteil Erdgas am Primärenergieverbrauch (PEV-Erdgas) von 1990-2019 (2)

Jahr 2019: PEV-Anteil Erdgas 23,2; Veränderung 1990/2019 + 22,1%
Beitrag Erdgas 140,8 EJ von Gesamt 605,5 EJ



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

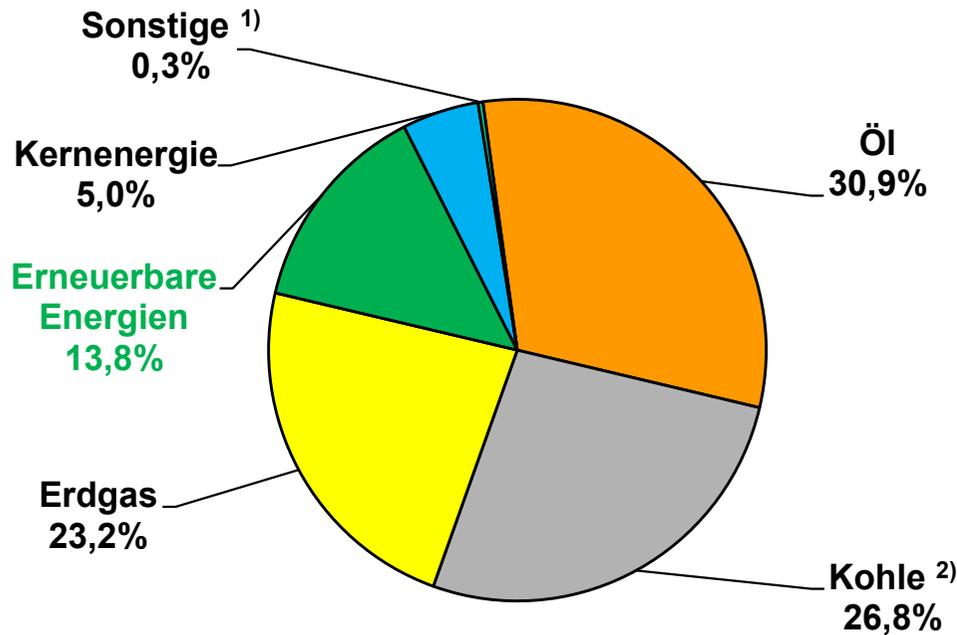
Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

Erdgas = Naturgas

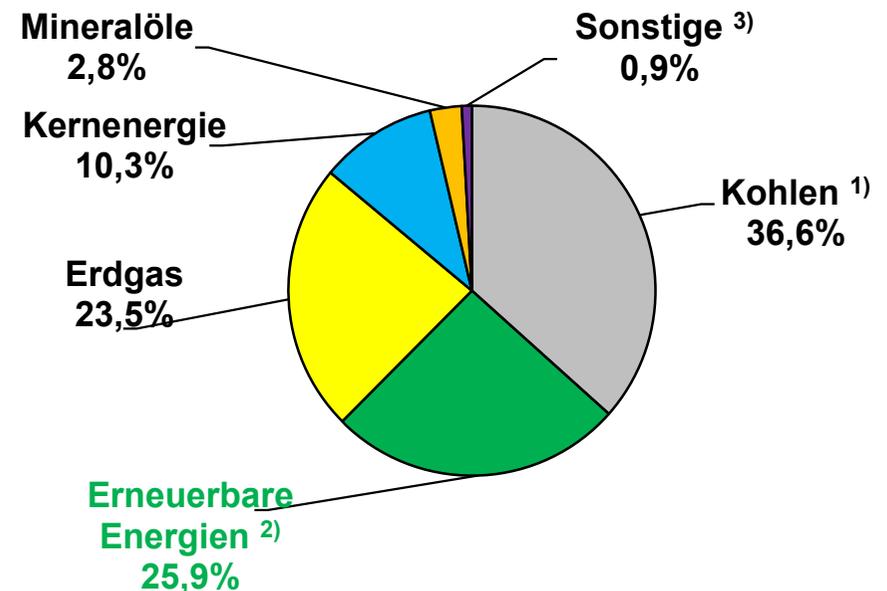
Primärenergieverbrauch (PEV) und Brutto-Stromerzeugung (BSE) weltweit 2019 **nach IEA**

Gesamt 606,5 EJ = 168,5 Bill. kWh = 14.486 Mtoe,
 Veränderung 1990/2019 + 65,5%
 Ø 79,1 GJ/Kopf = 22,0 MWh/Kopf = 1,9 toe/Kopf

Gesamt 27.051 TWh (Mrd. kWh) = 27,1 Bill. kWh;
 Veränderung 1990/2019 + 127,3%
 Ø 3.529 kWh/Kopf



**Beitrag fossiler Energien
zum Primärenergieverbrauch 80,9%**



**Beitrag fossiler Energien
zur Stromerzeugung 62,9%**

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

1) Kohle einschließlich Torf

2) Erneuerbare Energieträger (EE) 13,8%, davon Wasserkraft 2,4%, Bioenergie und biogener Abfall 9,4%, Geothermie, Solar, Wind u.a. 2,0%

3) Nicht biogener Abfall, Wärme und nicht erneuerbarer Speicherstrom

Quellen: IEA – Key World Energy Statistics 2021, 9/2021
 BMWI Energiedaten, Gesamtausgabe Tab. 31, 31a, 3/2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (J-Durchschnitt) 7.666 Mio.

1) Kohle einschließlich Torf

2) Erneuerbare Energieträger, davon Wasserkraft (15,6%), Bioenergie und biogener Abfall (2,2%), Windkraft, Bioenergie, Geothermie, Solar u.a. (8,2%)

3) Nicht biogener Abfall, Wärme und nicht erneuerbarer Speicherstrom

Quellen: IEA – Key World Energy Statistics 2021, IEA – Elektrizitäts-Informationen 2021, Überblick 7/2021; IEA - Renewable Information 2021, Überblick 7/2021 aus www.iea.org; BMWI Energiedaten, Gesamtausgabe Tab. 36, 3/2021

Gesamtendenergieverbrauch (TFC)

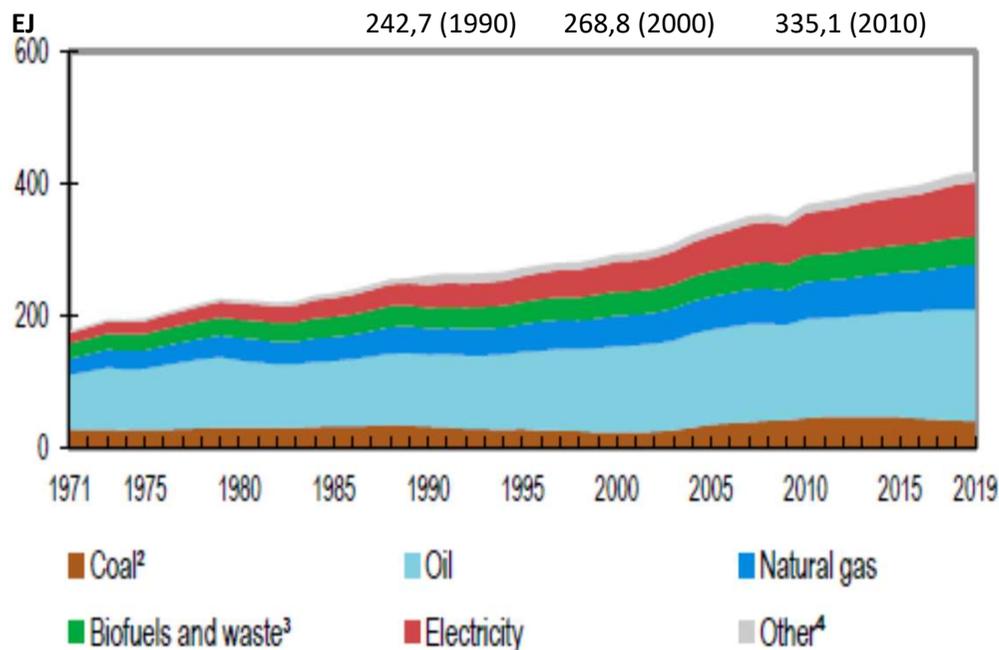
*Endenergieverbrauch (EEV) + Nicht-energetische Nutzung (NEN)
mit Beitrag Erdgas*

Globale Entwicklung Gesamtendenergieverbrauch (TFC) = Endenergieverbrauch (EEV) + Nicht-energetische Nutzung (NEN) nach Energieträgern 1971/1990-2019 (1)

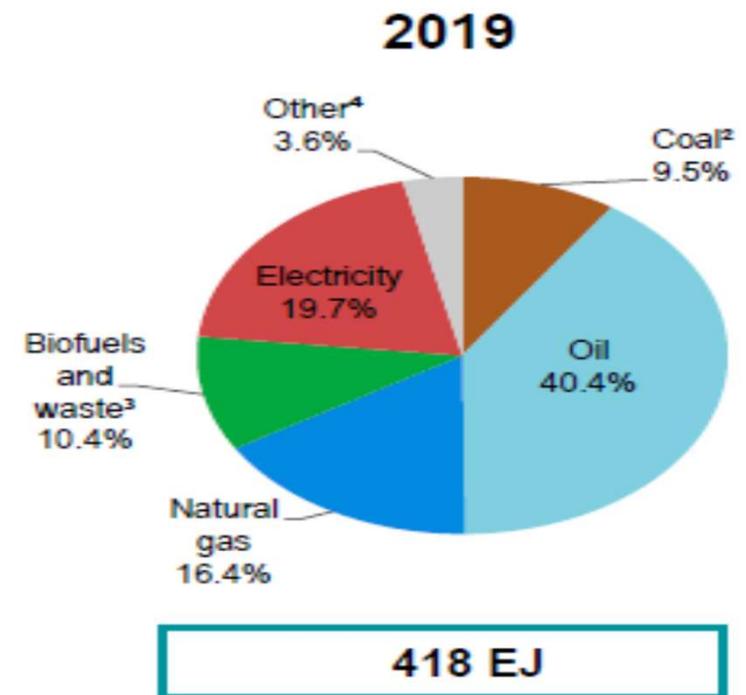
Jahr 2019: 417.973 PJ = 418,0 EJ = 116,1 Bill. kWh = 9.982,9 Mtoe, Veränderung 1990/2019 + 58,5%
 54,5 GWh/Kopf = 15,1 kWh/Kopf = 1,3 toe/Kopf

World total final consumption (TFC) by source

World¹ total final consumption by source, 1971-2019 (EJ)



Share of world total final consumption by source 2019¹⁾



Beitrag Nicht-energetische Nutzung: 38.703 PJ (Anteil 9,3%)

EEV

379.270 PJ = 379,3 EJ = 105,4 Bill. kWh = 9.058,9 Mtoe
 davon Anteile Kohle 9,9%, Öl 37,0%, Erdgas 15,9%, Bio

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

1) World includes international aviation and international marine bunkers (umfasst internationale Marine- und Luftfahrtbunker im Verkehrssektor).

2) In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal. (in diesen Graphen sind Torf und Ölschiefer mit Kohle aggregiert)

3) Data for biofuels and waste final consumption have been estimated for a number of countries (Daten für Biokraftstoffe und Abfälle sind bei einigen Ländern geschätzt).

4) Includes geothermal, solar, wind, heat etc.(3,6%) (schließt Geothermie, Sonne, Wind, Wärme usw. ein (3,6%).

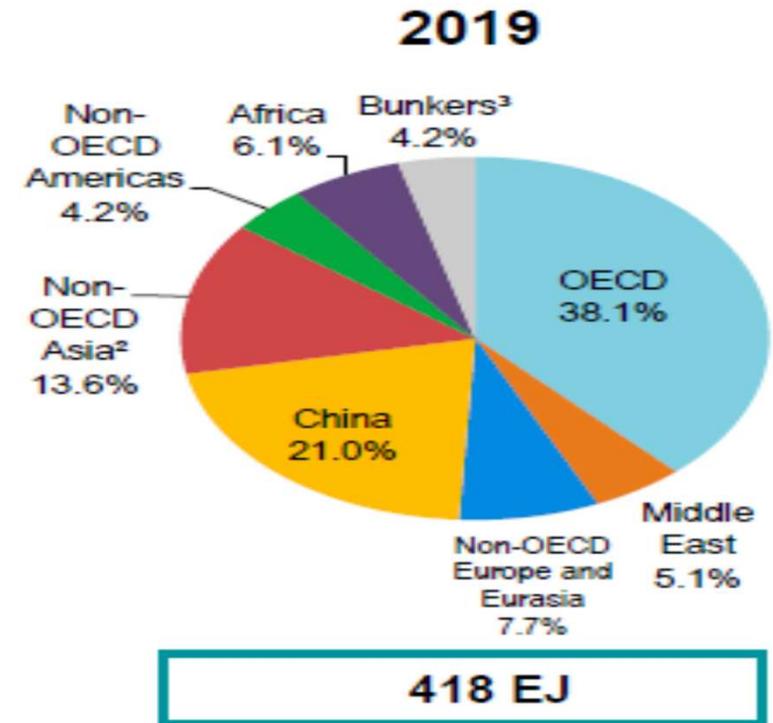
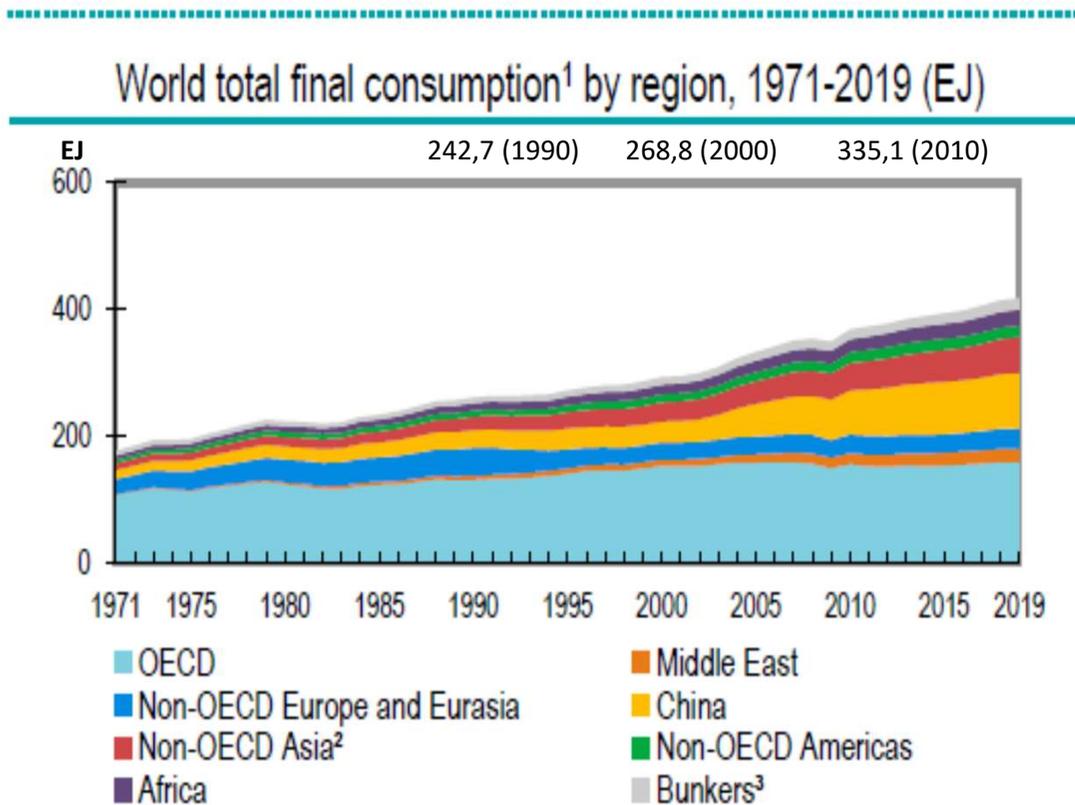
Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

Globale Entwicklung Gesamtendenergieverbrauch (TFC) = Endenergieverbrauch (EEV) + Nicht-energetische Nutzung nach Regionen 1971/1990-2019 (2)

Jahr 2019: 417.973 PJ = 418,0 EJ = 116,1 Bill. kWh = 9.982,9 Mtoe, Veränderung 1990/2019 + 58,5%
 54,5 GWh/Kopf = 15,1 kWh/Kopf = 1,3 toe/Kopf *

World total final consumption by region

Share of world total final consumption by region 2019 ¹⁾



Beitrag Nicht-energetische Nutzung: 38.703 PJ (Anteil 9,3%)

EEV

379.270 PJ = 379,3 EJ = 105,4 Bill. kWh = 9.058,9 Mtoe

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

1. Data for biofuels and waste final consumption have been estimated for a number of countries. (Für eine Reihe von Ländern wurden Daten zu Biokraftstoffen und zum Endverbrauch von Abfällen geschätzt.)

2. Non-OECD Asia excludes China. (Nicht-OECD-Asien schließt China aus.)

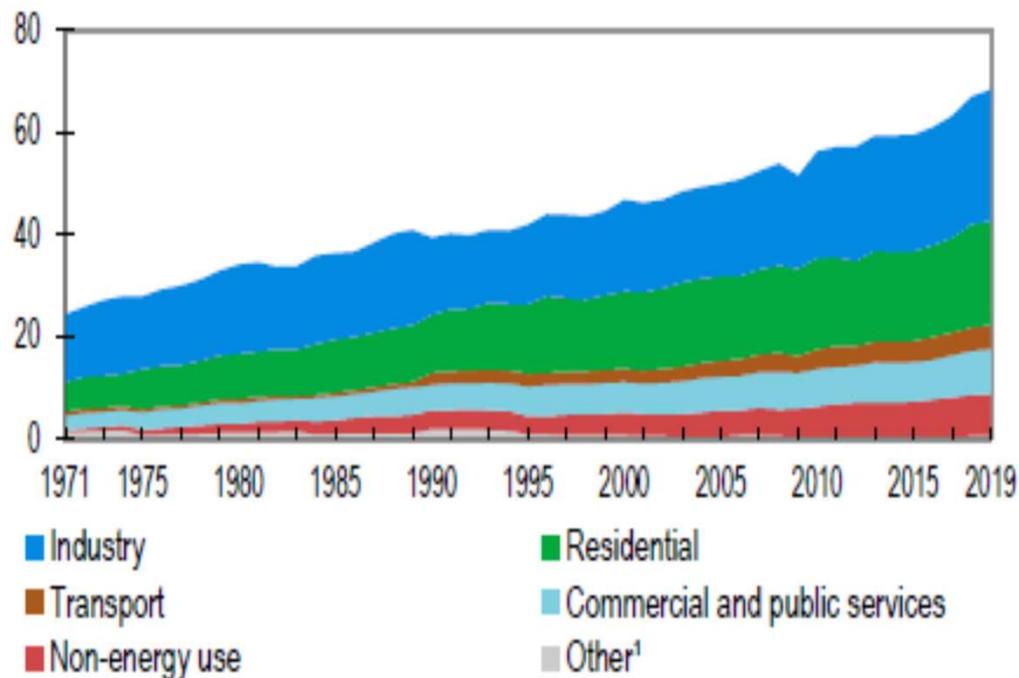
3. Includes international aviation and international marine bunkers. (Umfasst internationale Luftfahrt- und internationale Seebunker.)

Globale Gesamtendenergieverbrauch (TFC) = Endenergieverbrauch (EEV) + Nicht-energetische Nutzung (NEN) nach Energieträger Erdgas mit Sektoren 1971/90-2019 nach IEA (3)

Jahr 2019: 68.405 PJ = 68,4 EJ = 46,9 Bill. kWh = 1.633,8 Mtoe,
Anteil 16,4% von Gesamt 417.973 PJ = 418 EJ

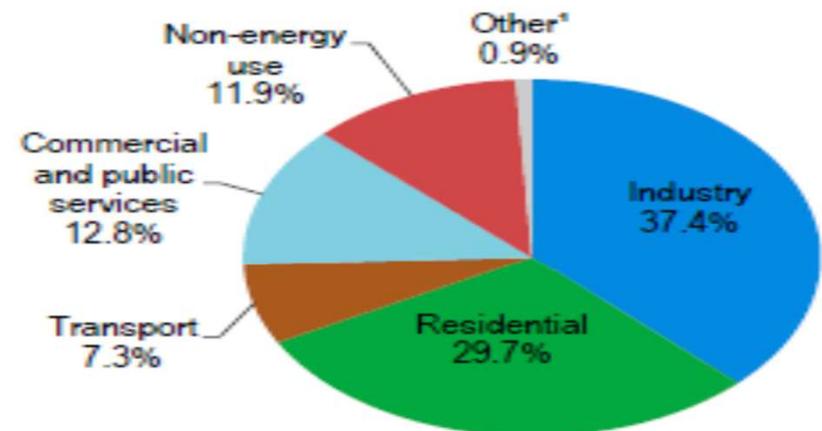
Total final consumption by sector: natural gas

Natural gas total final consumption by sector, 1971-2019 (EJ)



Share of natural gas final consumption
by sector 2019

2019



68 EJ

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

1. Includes agriculture, fishing and non-specified other.

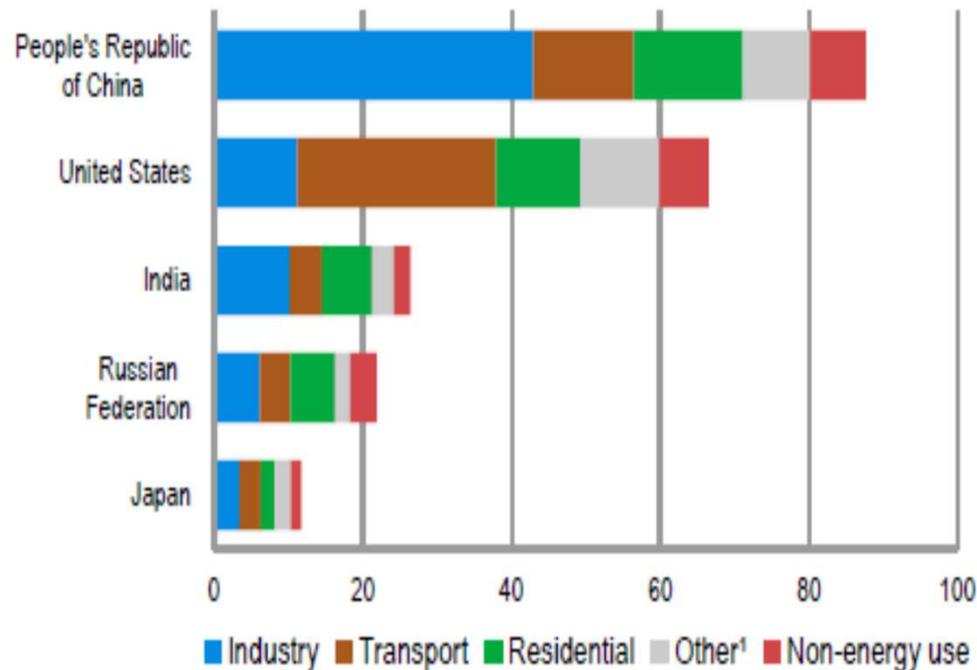
Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

Globale Top-5-Länder beim Gesamtendenergieverbrauch (TFC) im Jahr 2019

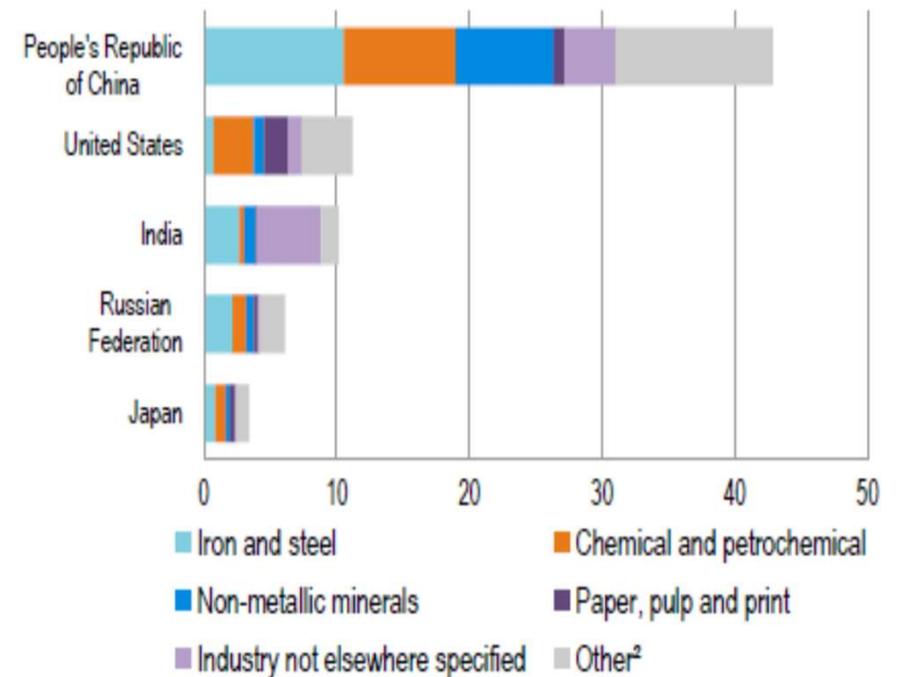
Endenergieverbrauch (EEV) + Nicht-energetische Nutzung (NEN) (4)

Top five countries by total final consumption (TFC)

Top-5-Länder nach Gesamtendverbrauch (TFC) nach Sektor 2019 (EJ)
 Top five countries by total final consumption by sector, 2019 (EJ)



Industrieverbrauch nach Teilssektoren der Top-5-Länder nach Gesamtenergieverbrauch (TFC) 2019 (EJ)
 Industry consumption by sub-sector of top five countries by total final consumption, 2019 (EJ)



* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

1) Other includes commercial and public services, agriculture/forestry, fishing and non-specified

(Sonstige umfasst kommerzielle und öffentliche Dienstleistungen, Land-/Forstwirtschaft, Fischerei und nicht näher bezeichnete)

2) Other includes non-ferrous metals, transport equipment, machinery, mining and quarrying, food and tobacco, wood and wood products, construction, textile and leather.

(Sonstige umfasst Nichteisenmetalle, Transportmittel, Maschinen, Bergbau und Steinbrüche, Nahrungsmittel und Tabak, Holz und Holzprodukte, Baugewerbe, Textilien und Leder)

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

Globale Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) 1990 bis 2019 **nach IEA (1)**

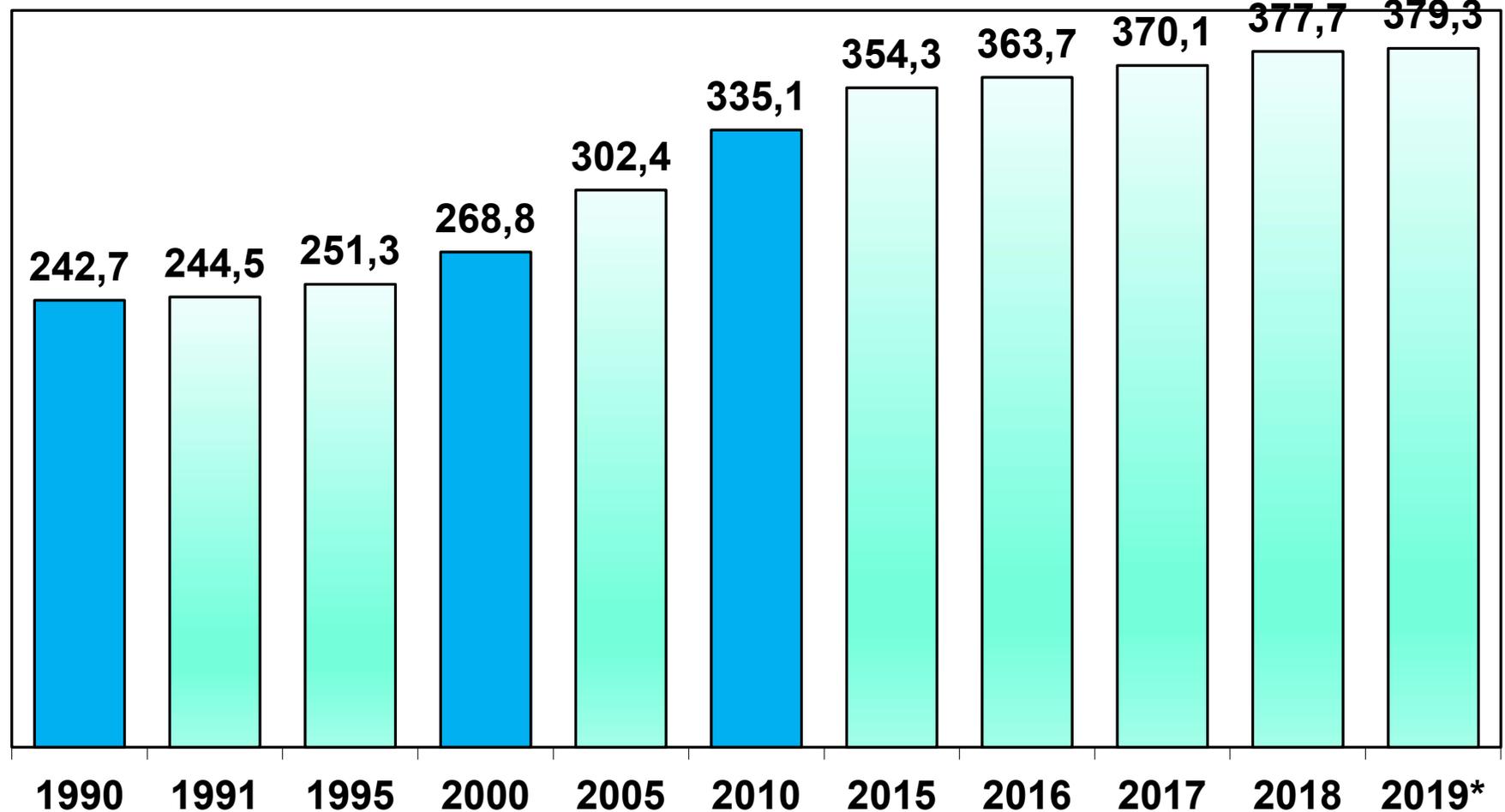
Jahr 2019: Gesamt 379,270 EJ = 105,4 Bill. kWh = 9.058,5 Mtoe ¹⁾; Veränderung 1990/2019 + 56,3%

Ø 49,5 GJ/Kopf = 13,7 MWh/Kopf = 1,1 toe/Kopf

Mio. toe

5.791 5.840 6.002 6.419 7.232 8.003 8.548 8.686 8.839 9.021 9.058

EEV (EJ)



Grafik Bouse 2021

* Daten 2021 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 7.666 Mio.

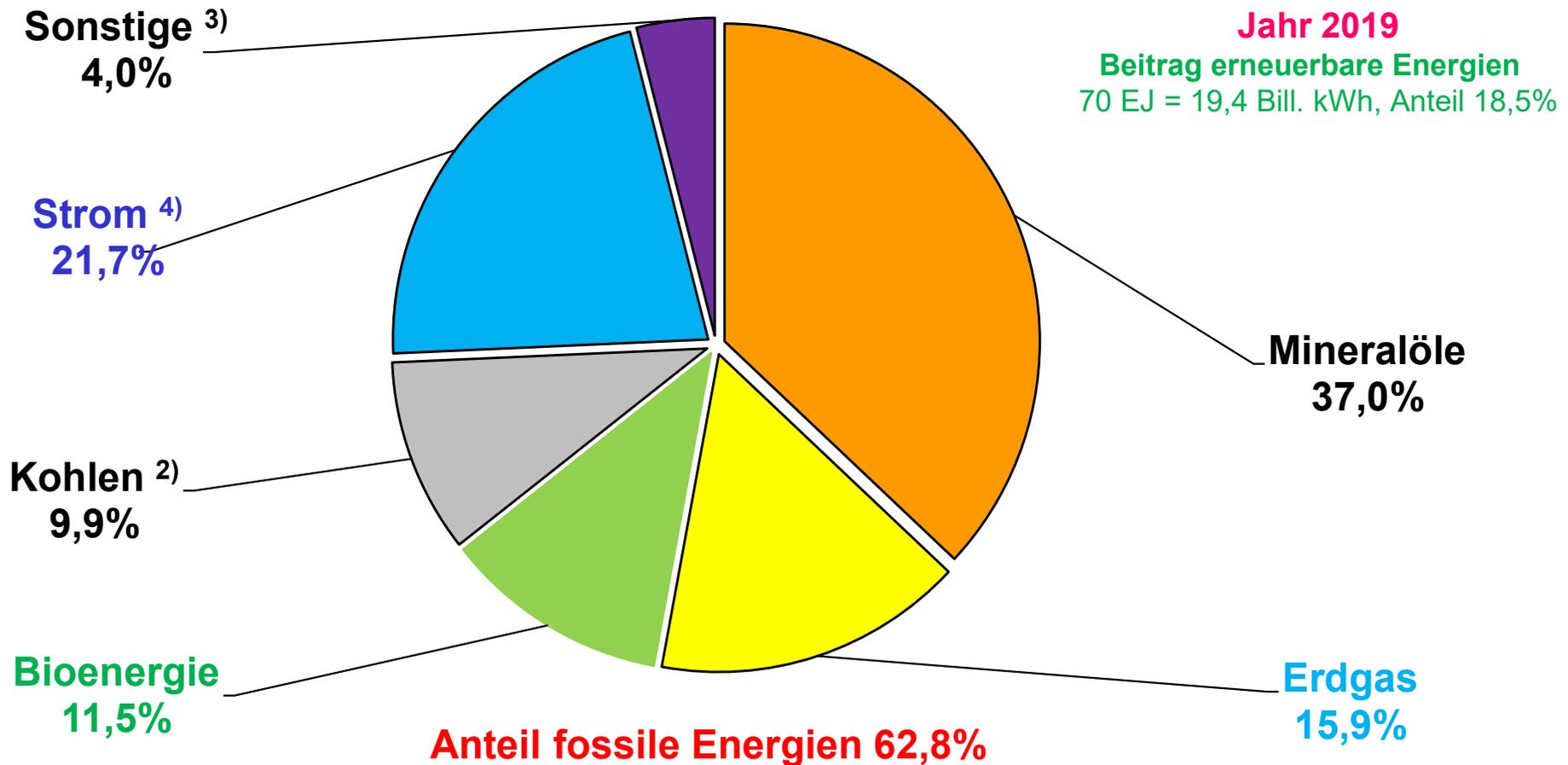
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) EEV = Endverbrauch minus Nichtenergie = TFC – NEV = z.B. 417.973 PJ – 38.703 PJ = 379.270 PJ, Anteile NEV am TFC 9,3%

Quellen: IEA - World Energy Balances 2021; IEA – Key World Energy Statistics 2021, S. 34, 47, 9/2021 aus www.iea.org; REN21 – Globale EE 2021, 6/2021

Globaler Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas und Strom im Jahr 2019 nach IEA (2)

Gesamt 379,270 EJ = 105,4 Bill. kWh = 9.058,5 Mtoe ¹⁾; Veränderung 1990/2019 + 56,3%
 Ø 49,5 GJ/Kopf = 13,7 MWh/Kopf = 1,1 toe/Kopf *



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio

1) EEV = Endverbrauch minus Nichtenergie = TFC – NEV = 417.973 PJ – 38.703 PJ = 379.270 PJ, Anteile NEV am TFC 9,3%

2) Kohle einschließlich Torf

3) Sonstige, z. B. Fernwärme, Abwärme

4) Anteil /Beitrag Strom aus Endenergieverbrauch EEV = TFC 417,973 PJ/3,6 x 19,7%/100 = 22.872 TWh; Anteil Strom 22.872 TWh vom EEV 105.353 TWh= 21,7%

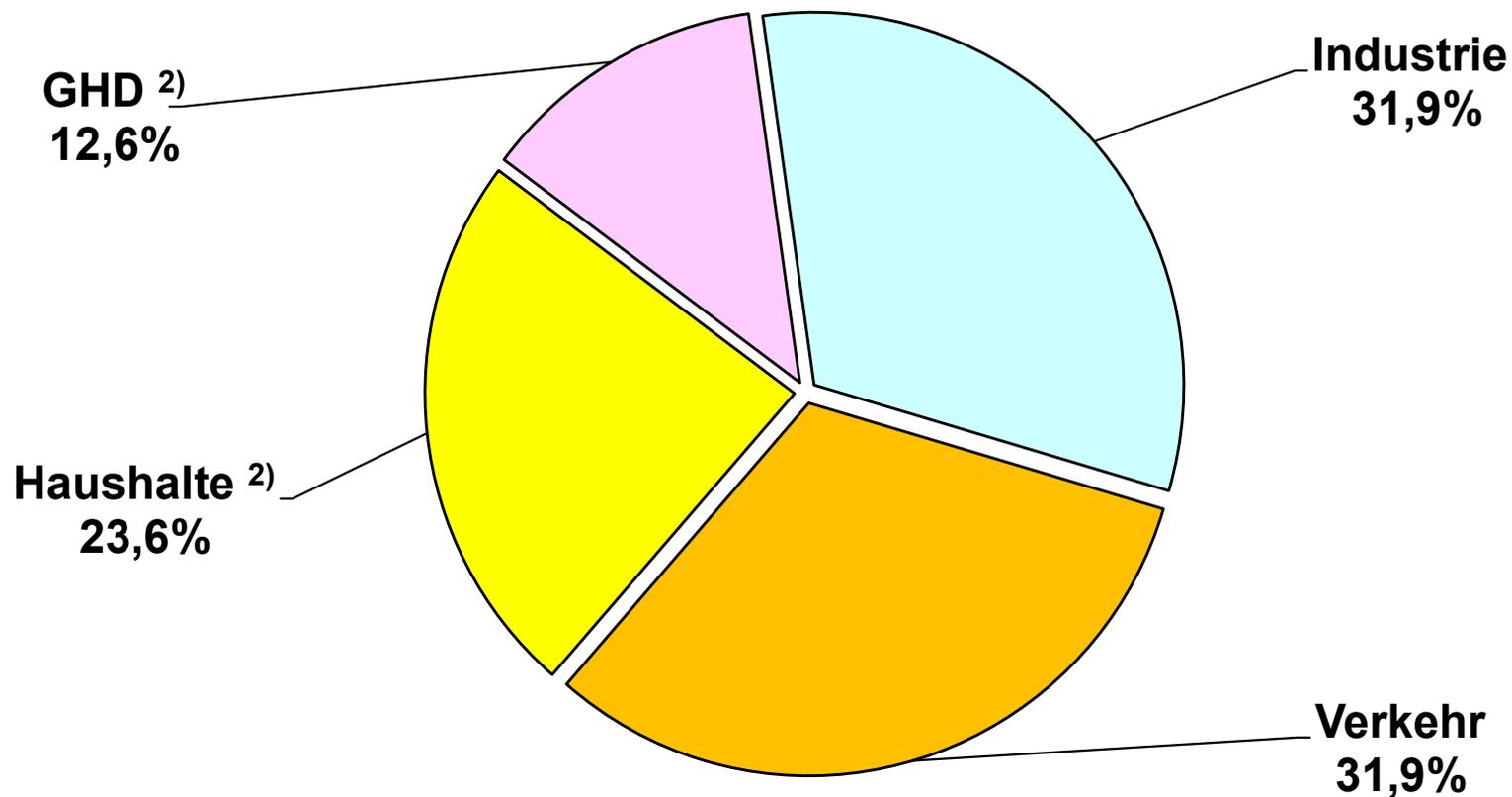
Stromverbrauch enthält Anteile aus fossilen Energien wie Mineralöle, Erdgas und Kohlen von 80,2-62,8 = 17,4%

Quellen: IEA – Statistik Energiebilanz in der Welt 2021, 9/2021 aus www.iea.org, IEA – Key World Energy Statistics 2021, S. 34, 47, 9/2021;

REN21 - Renewables 2021, Global Status Report, Ausgabe 6/2021

Globaler Endenergieverbrauch (EEV) ¹⁾ nach Sektoren im Jahr 2019 **nach IEA** (3)

Gesamt 379,270 EJ = 105,4 Bill. kWh = 9.058,5 Mtoe; Veränderung 1990/2019 + 56,3%
Ø 49,5 GJ/Kopf = 13,7 MWh/Kopf = 1,1 toe/Kopf *



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) EEV = Endverbrauch minus Nichtenergie = TFC – NEV = 417.973 PJ – 38.703 PJ = 379.270 PJ, Anteile NEV am TFC 9,3%

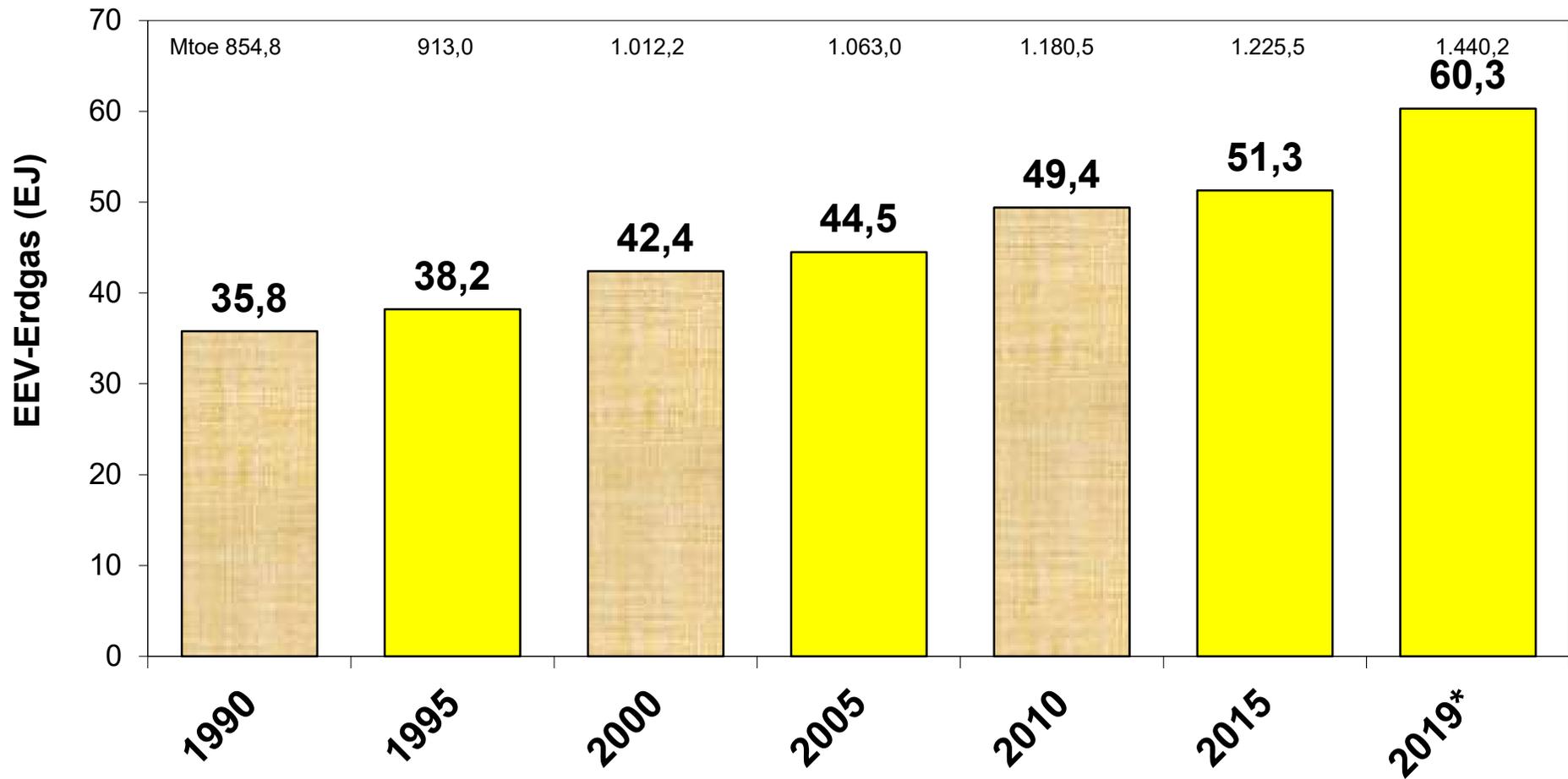
2) Eigene Schätzung für Aufteilung Sonstige mit 36,2% in Haushalte 23,6% und GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher 12,6%

Quellen: IEA - World Energy Balances 2021; IEA – Key World Energy Statistics 2020, S. 47, 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio

Globale Entwicklung Endenergieverbrauch Erdgas (EEV-Erdgas) von 1990-2019 (1)

Jahr 2019: 60,3 EJ = 16,7 Bill. kWh; Veränderung 1990/2019 + 68,5%
Anteil 15,9% von gesamt 379,270 EJ



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

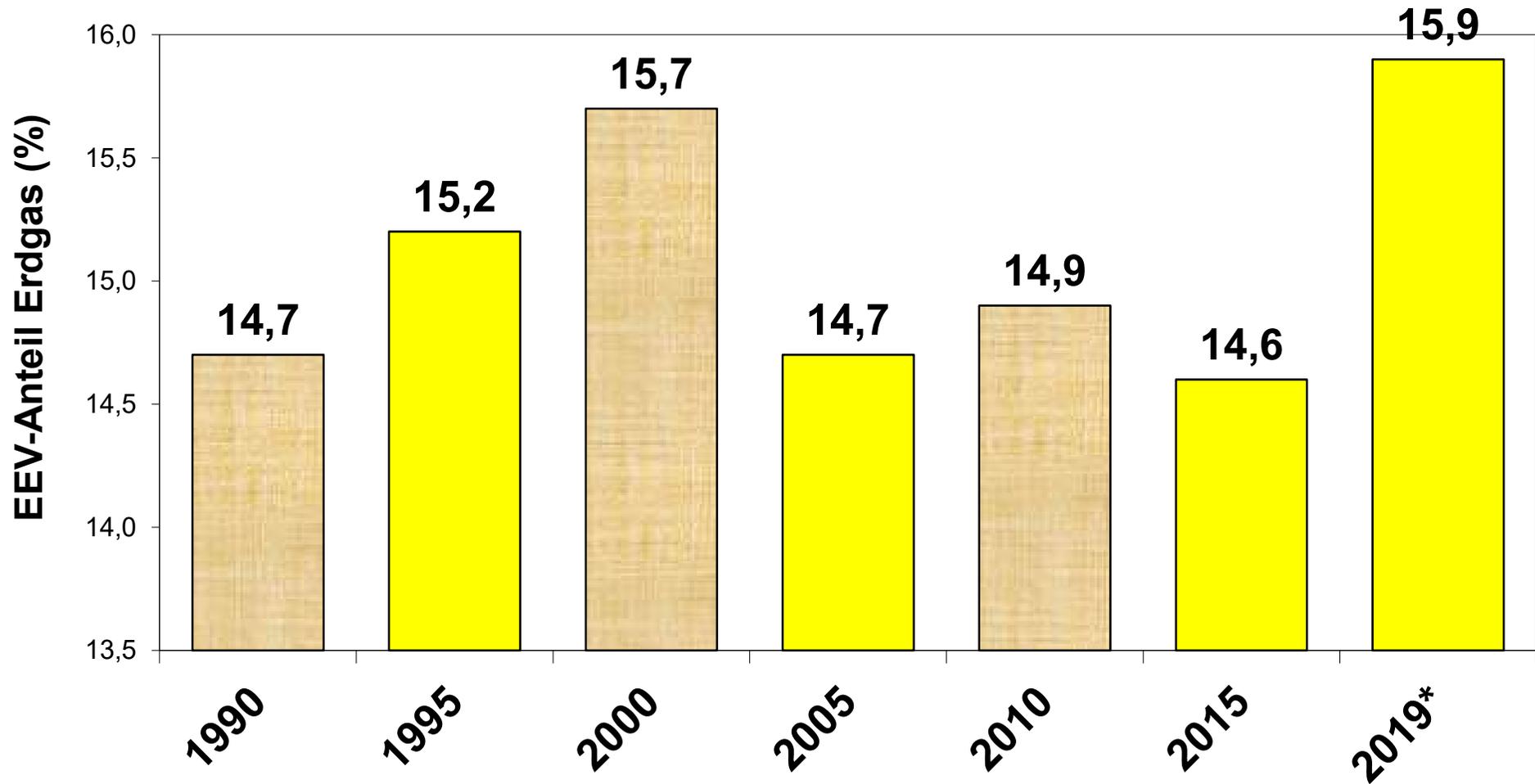
Energieinhalt bezieht sich auf den Nettoheizwert = unteren Heizwert Hu; z.B Jahr 2019: 9,7 kWh/m³

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

Erdgas = Naturgas

Globale Entwicklung Anteil Erdgas am Endenergieverbrauch (EEV-Erdgas) von 1990-2019 (2)

Jahr 2019: EEV-Anteil Erdgas 15,9% von gesamt 379,3 EJ
Veränderung 1990/2019 + 8,2%



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

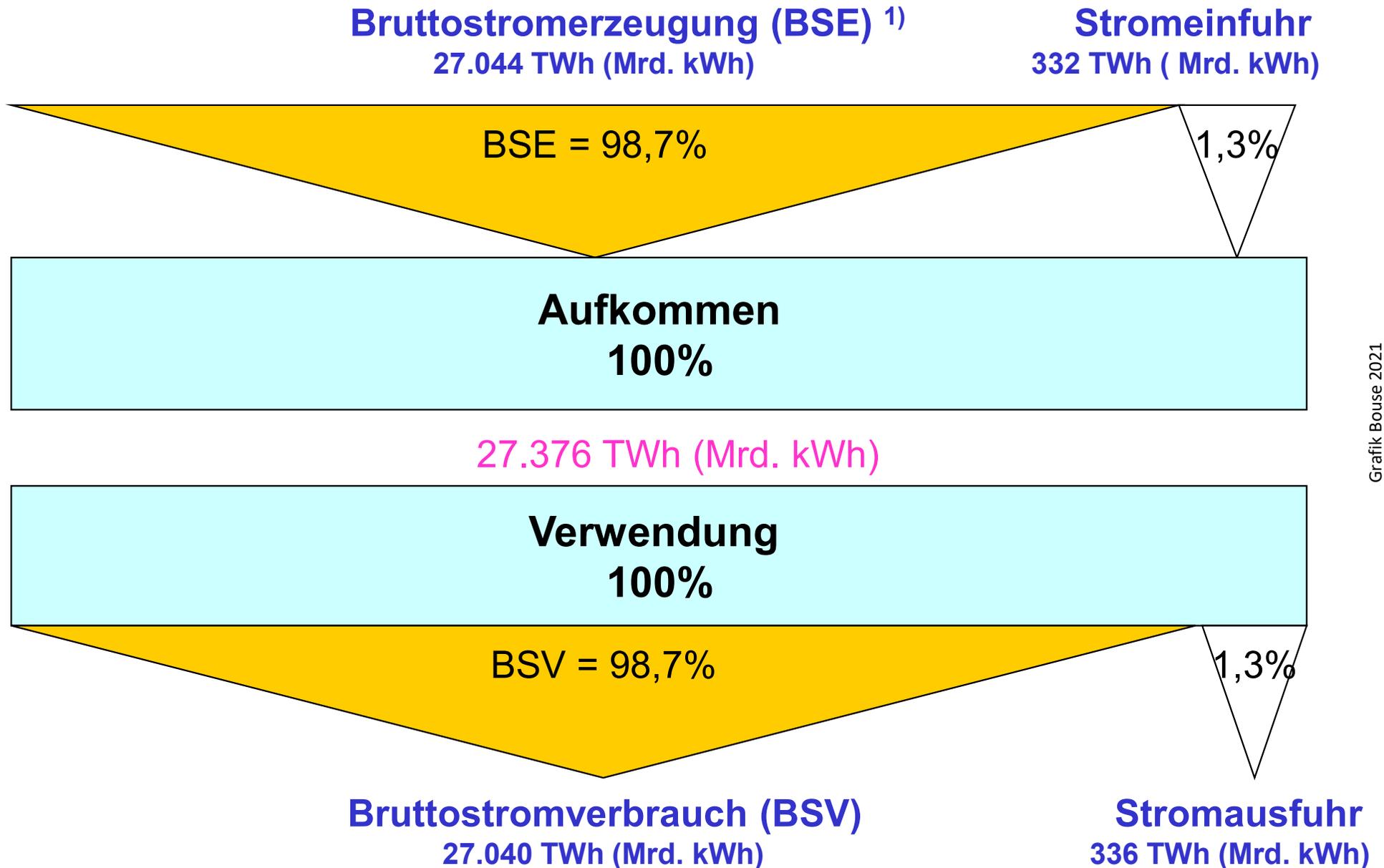
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio.

Erdgas = Naturgas

Strombilanz **mit Beitrag Erdgas**

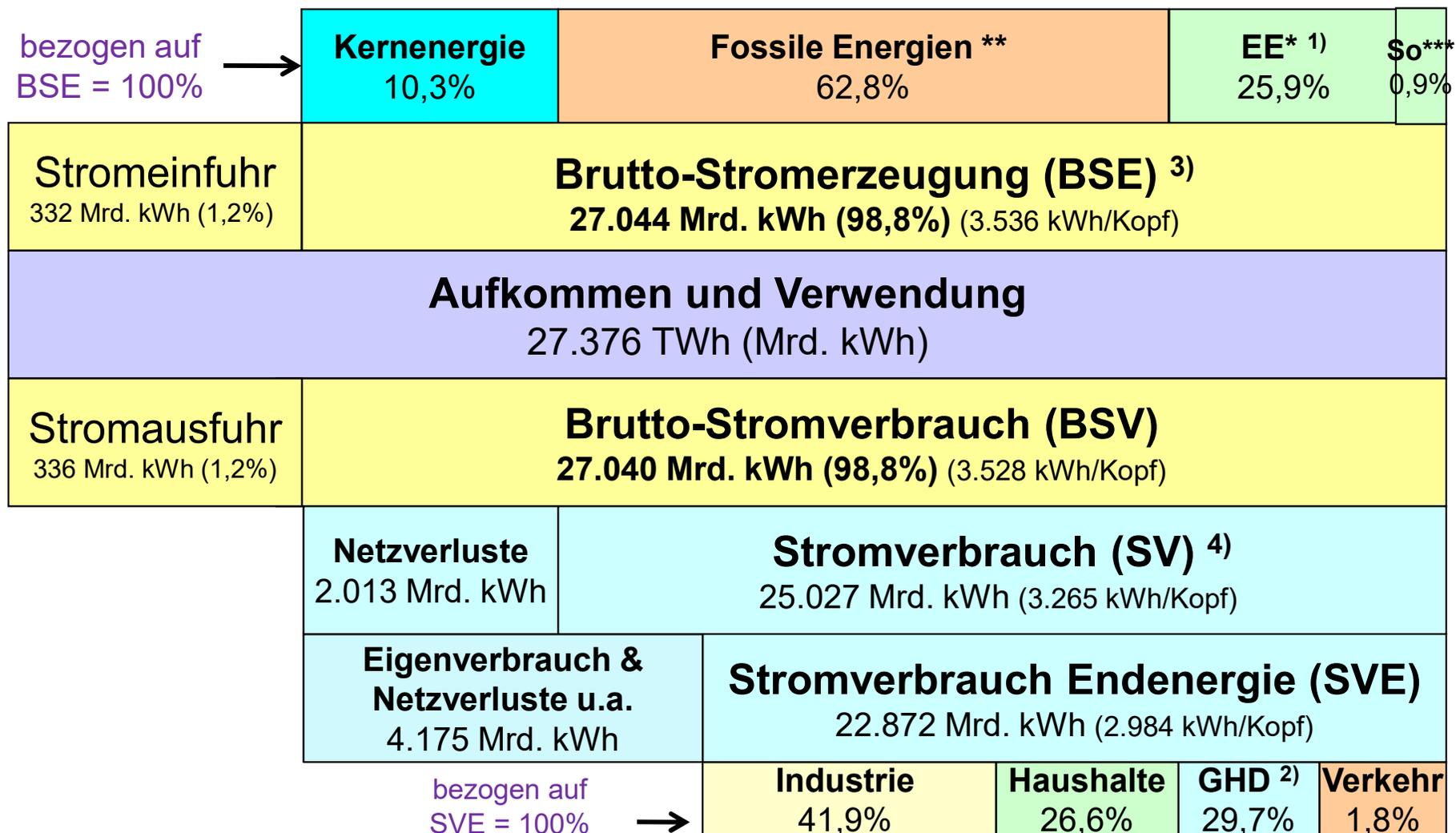
Strombilanz für die Welt 2019 nach IEA (1)



Grafik Bouse 2021

1) Gesamte BSE = 26.936 TWh + Pumpspeicherstrom 108 TWh = 27.044 TWh (Mrd. kWh)

Stromfluss für die Welt 2019 nach IEA (2)



Grafik Bouse 2021

* EE Erneuerbare Energien, ** Fossile Energien (Kohle, Erdgas, Öl), ***Sonstige, z.B. nicht biogener Abfall 50%, Pumpspeicherstrom u.a.);

Weltbevölkerung (JD) 7.666 Mio.

1) Erneuerbare Energien, davon biogener Abfall bis 50%, Wasserkraft ohne Pumpspeicherstrom (108 TWh)

2) GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (z.B. öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Fischerei u.a.)

3) Gesamte BSE = 26.936 TWh + Pumpspeicherstrom 108 TWh = 27.044 TWh (Mrd. kWh)

4) Stromverbrauch (SV) 25.027 TWh = Bruttostromerzeugung (BSE) 27.044 TWh + Einfuhr 332 TWh – Ausfuhr 336 TWh – Netzverluste 2.013 TWh

Quellen: IEA – Key World Energy Statistics 2021, 9/2021, IEA – Elektrizitäts-Information 2021, Überblick 7/2021; IEA - Renewable Information 2021, Überblick 7/2021 aus www.iea.org

Globale Rangfolge Bruttostromerzeugung nach Produzenten, Export und Import ohne/mit Pumpspeicherstrom im Jahr 2019 **nach IEA (3)**

Electricity generation by region

Producers, net exporters and net importers of electricity

Producers ¹	TWh	% of world total
People's Rep. of China	7 472	27.7
United States	4 371	16.2
India	1 624	6.0
Russian Federation	1 120	4.2
Japan	1 037	3.8
Canada	645	2.4
Brazil	626	2.3
Germany	603	2.2
Korea	578	2.1
France	566	2.1
Rest of the world	8 294	31.0
World	26 936	100.0

2019 data

Anteile Netto-Exporteure / Importeure 1,2% / 1,2%
von BSE gesamt 27.044 TWh

Net exporters	TWh
France	58
Canada	47
Germany	33
Paraguay	32
Sweden	26
Lao People's. Dem. Rep.	23
Russian Federation	18
People's Rep. of China	17
Czech Republic	13
Israel	6
Others	63
Total	336

2019 data

Net importers	TWh
United States	39
Italy	38
Brazil	25
Thailand	23
United Kingdom	21
Finland	20
Iraq	14
Hungary	13
Hong Kong, China	12
Argentina	11
Others	116
Total	332

2019 data

Nachrichtlich:

Gesamtstromerzeugung (BSE)

(26.936 TWh + Pumpspeicherstrom 108 TWh = 27.044 TWh)

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

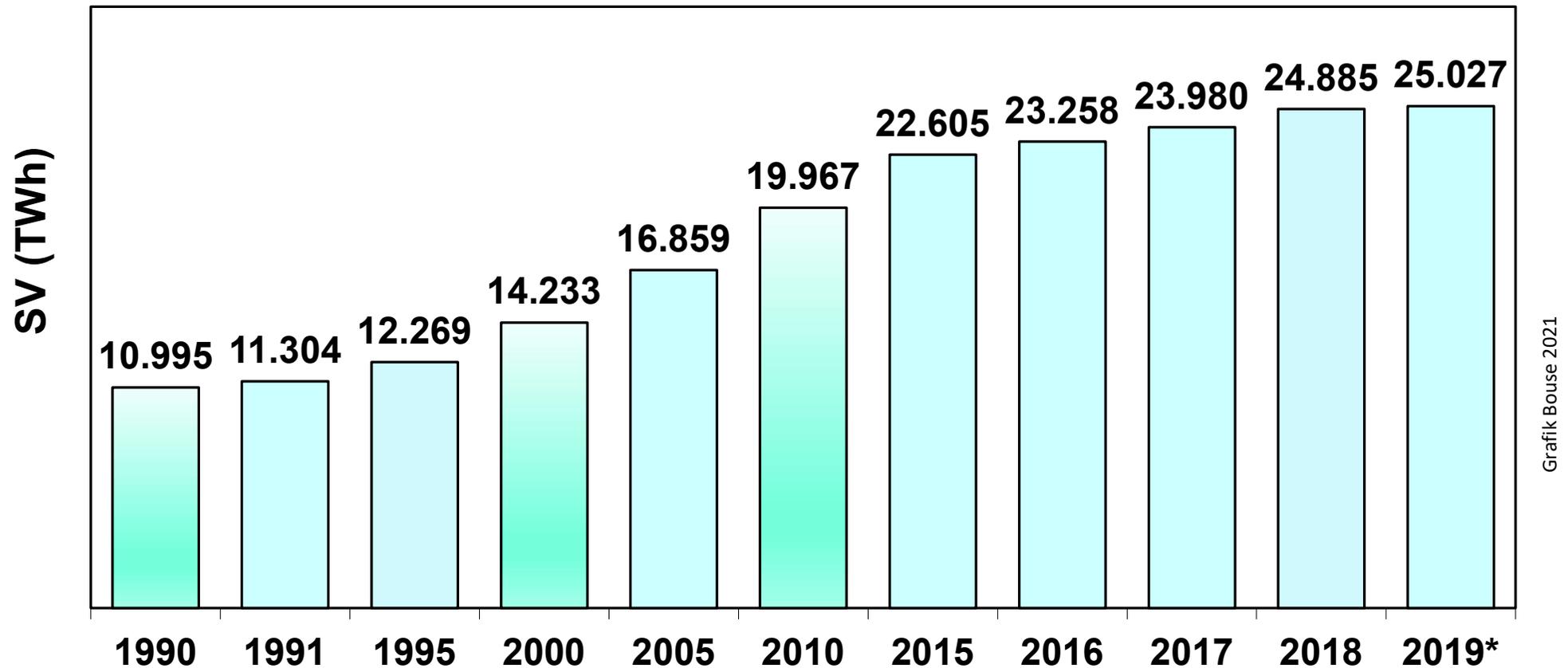
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1. Gross production minus production from pumped storage plants. (ohne Pumpspeicherstrom, Jahr 2019: 108 TWh)

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio

Globale Entwicklung Indikatoren des Stromverbrauchs (SV) 1990-2019 nach IEA (1)

Jahr 2019: Gesamt 25.027 TWh (Mrd. kWh) = 25,0 Bill. kWh; Veränderung 1990/2019 + 127,6%
Ø 3.265 kWh/Kopf*



Stromverbrauch (SV) = Bruttostromerzeugung (BSE) + Einfuhr - Ausfuhr - Netzverluste
= Bruttostromverbrauch (BSV) – Netzverluste

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

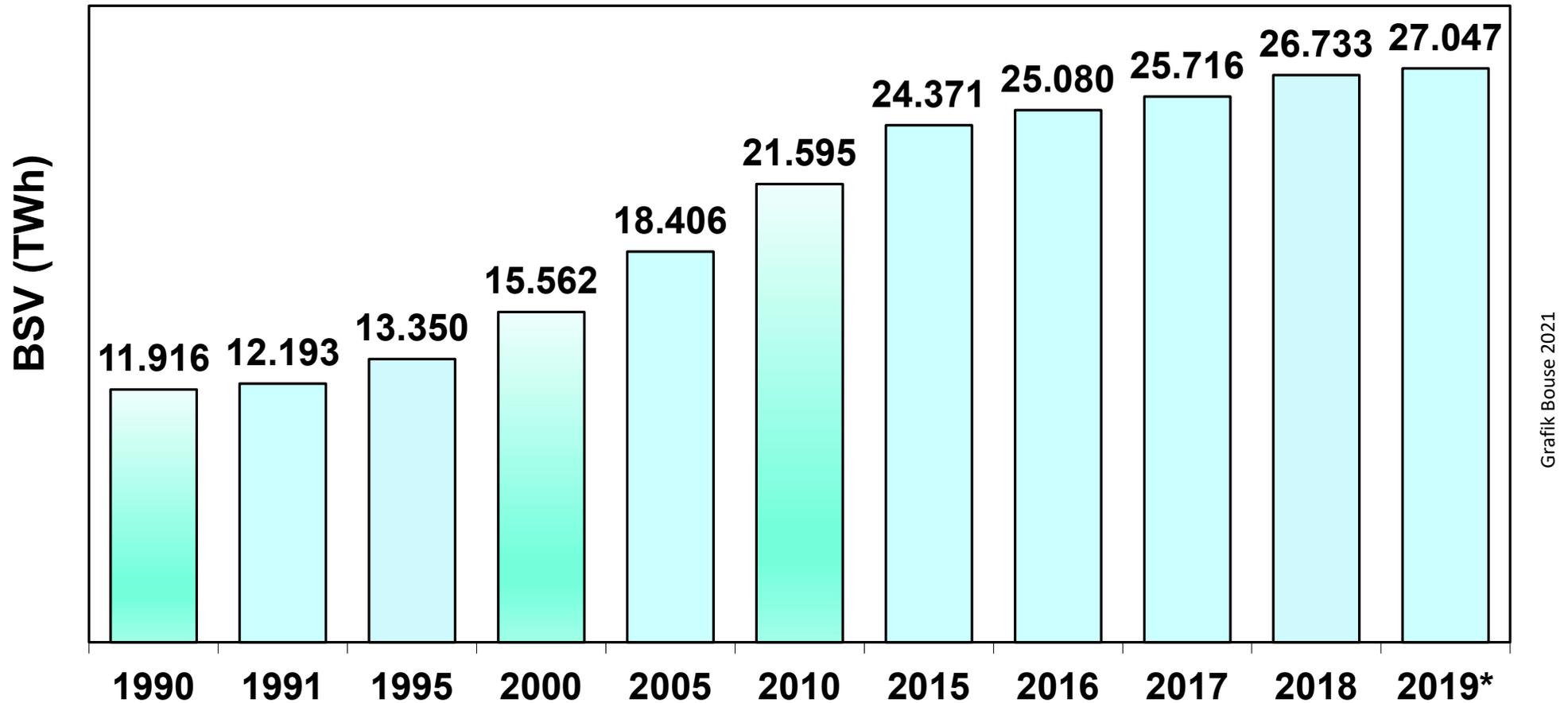
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 7.666 Mio.

1. Electricity consumption = Gross production + imports – exports – losses (Stromverbrauch = Bruttoproduktion + Importe - Exporte – Verluste).

Quellen: IEA - Key World Energy Statistics 2021, S. 60, Ausgabe 9/2021, aus www.iea.org ; IEA 2021 aus BMWI – Energiedaten 1990-2019, Tab. 32a, (nach Umrechnung) 9/2021

Globale Entwicklung Brutto-Stromverbrauch (BSV) 1990-2019 nach IEA (2)

Jahr 2019: Gesamt 27.047 TWh (Mrd. kWh) = 27,0 Bill. kWh; Veränderung 1990/2019 + 127,0%
Ø 3.528 kWh/Kopf*



Grafik Bouse 2021

Bruttostromverbrauch (BSV) = Bruttostromerzeugung (BSE) + Einfuhr - Ausfuhr

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

1) Jährlich geringfügige Abweichungen beim BSV gegenüber BSE, z.B. Jahr 2019 BSE = 27.044 TWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 7.666 Mio.

Quelle: IEA - Key World Energy Statistics 2021, S. 33, Ausgabe 9/2021, aus www.iea.org

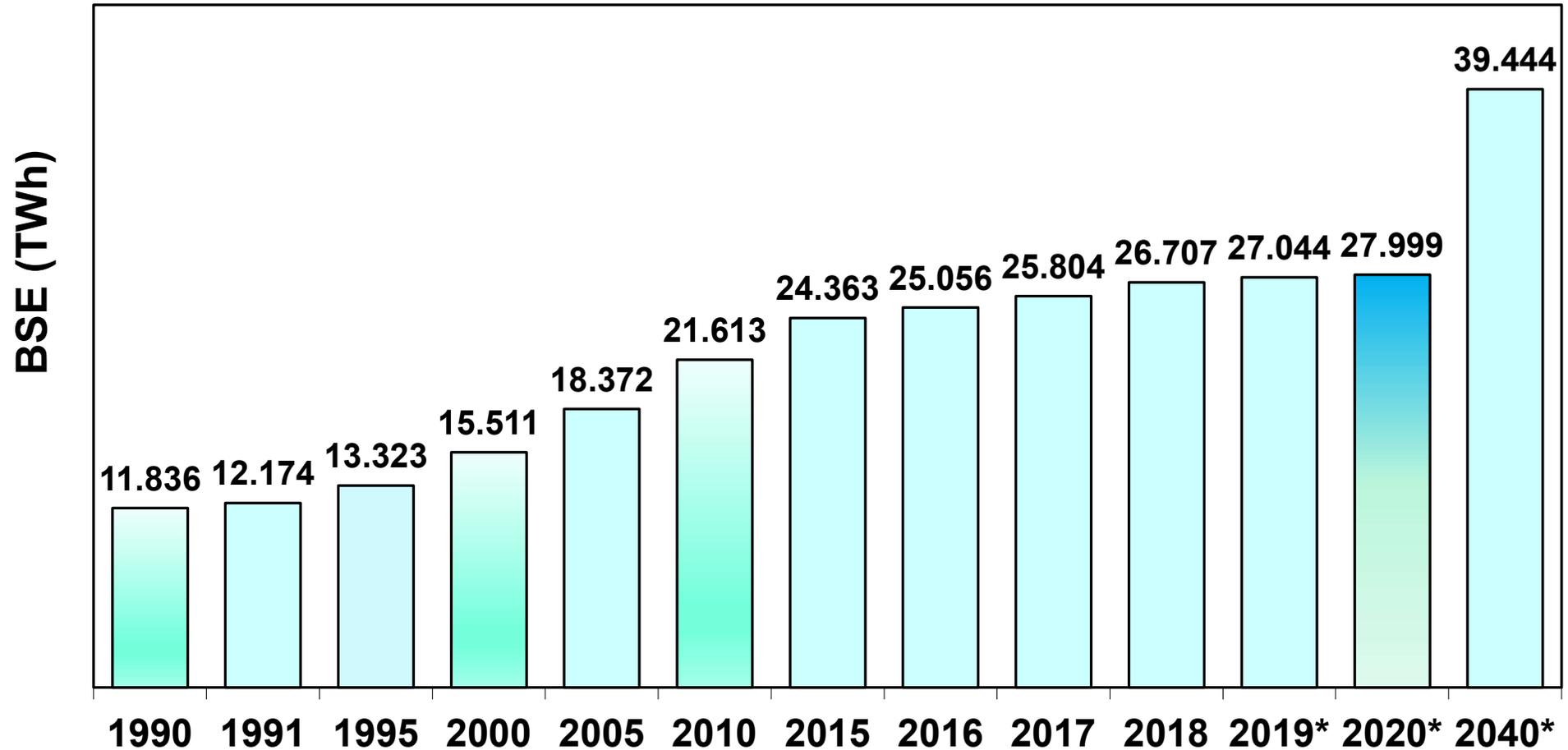
Stromerzeugung mit Beitrag Erdgas

Globale Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) mit/ohne Pumpspeicherstrom 1990-2019, Prognose bis 2040 nach IEA (1)

Jahr 2019: Gesamt 27.044 TWh (Mrd. kWh) = 27,0 Bill. kWh¹⁾; Veränderung 1990/2019 + 127,3%
 Ø 3.528 kWh/Kopf

ohne Pumpspeicherstrom

21.431 24.255 24.973 25.606 26.619 26.936



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021, IEA Prognose 2020/40; Stand 9/2018

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

1) Inklusiv Pumpspeicherstrom, z.B. Jahr 2019: 108 TWh

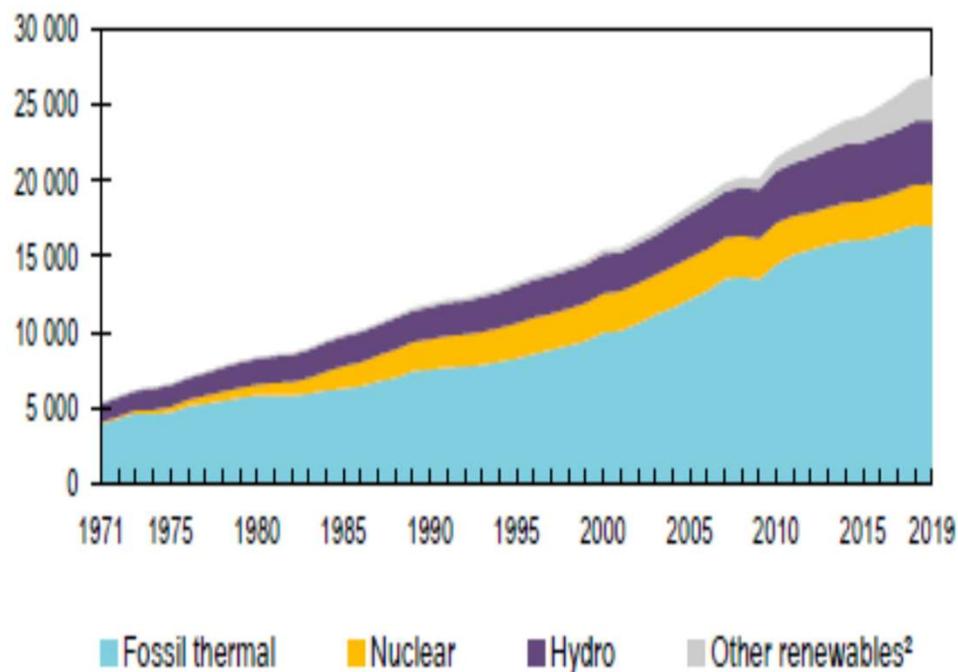
Quellen: IEA – Key World Energy Statistics 2021, 9/2021 aus www.iea.org, IEA – Elektrizitäts-Information 2021, 7/2021; GV Steinkohle e.V. – Jahresbericht 2019, 11/2020; BMWI – Energiedaten 1990-2020, Tab. 36, 9/2021

Globale Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit/ohne Pumpspeicherstrom im Jahr 2019 **nach IEA (2)**

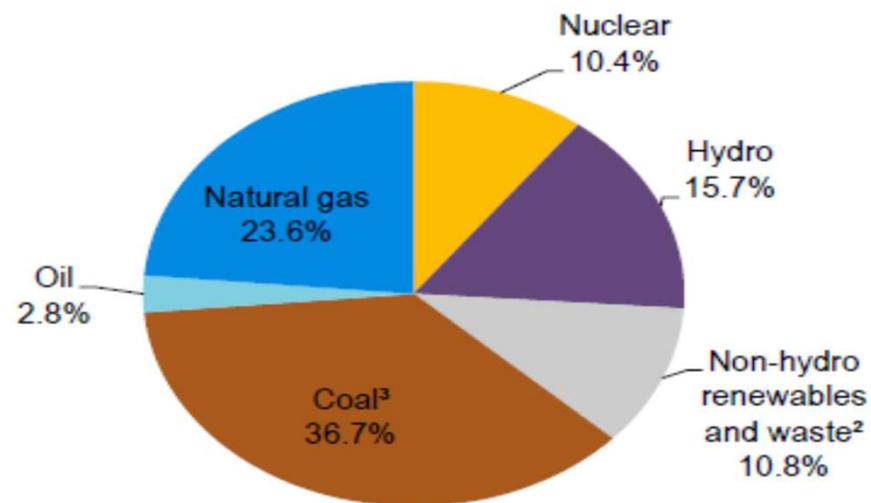
Jahr 2019: Gesamt 27.044 TWh (Mrd. kWh) = 27,1 Bill. kWh ⁴⁾; Veränderung 1990/2019 + 127,3%
 Ø 3.528 kWh/Kopf

Electricity generation by source

World electricity generation¹ by source, 1971-2019 (TWh)



2019



26 936 TWh¹⁾

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1. Excludes electricity generation from pumped storage.

2. Includes geothermal, solar, wind, tide/wave/ocean, biofuels, waste, heat and other.

3. In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal.

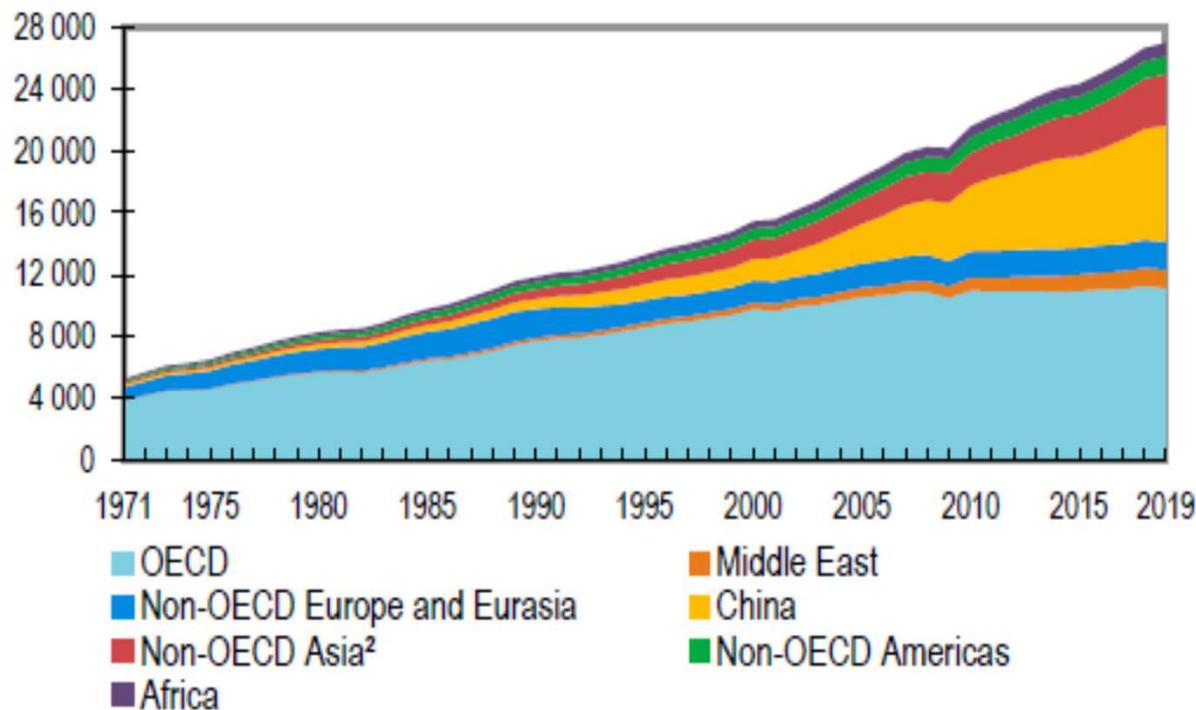
4) Inklusiv Pumpspeicherstrom, z.B. Jahr 2019: 108 TWh

Globale Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Regionen mit/ohne Pumpspeicherstrom im Jahr 2019 **nach IEA** (3)

Jahr 2019: Gesamt 27.044 TWh (Mrd. kWh) = 27,1 Bill. kWh ³⁾; Veränderung 1990/2019 + 127,3%
 ∅ 3.528 kWh/Kopf

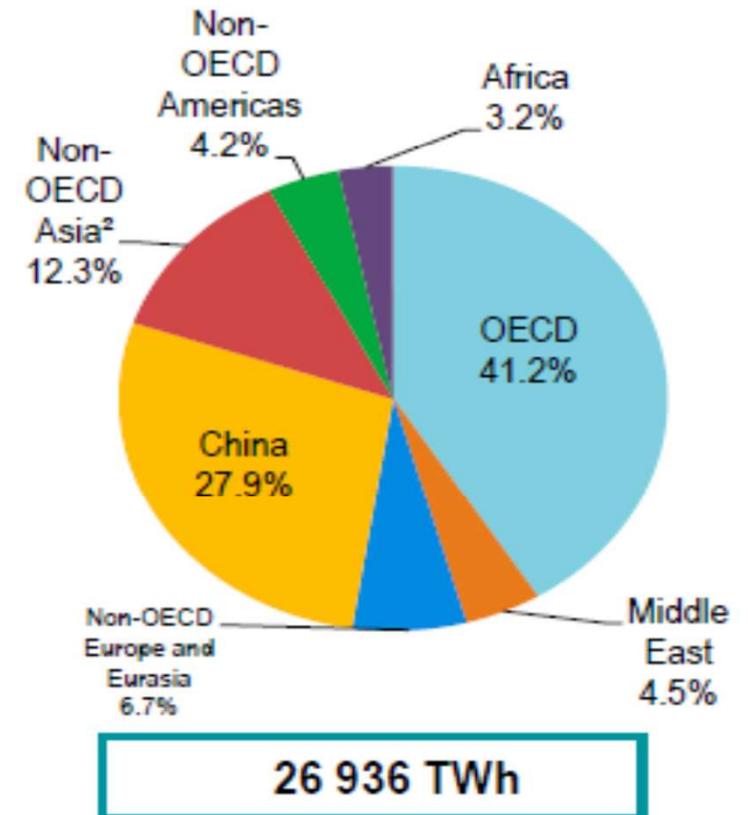
Electricity generation by region

World electricity generation¹ by region, 1971-2019 (TWh)



Share of world electricity generation by region 2019 ¹⁾

2019



26 936 TWh

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1. Excludes electricity generation from pumped storage.

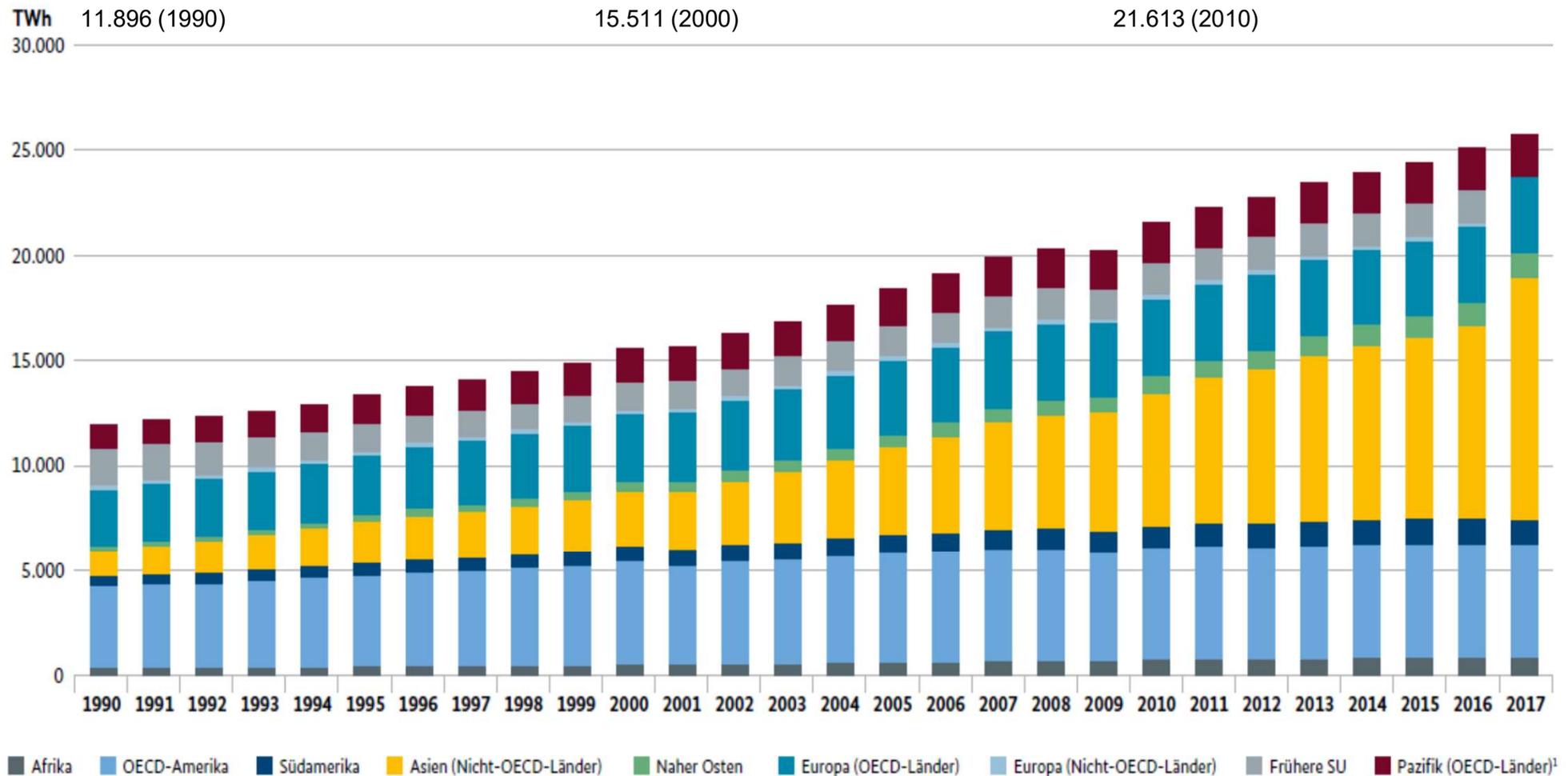
2. Non-OECD Asia excludes China.

3) Inklusiv Pumpspeicherstrom, z.B. Jahr 2019: 108 TWh

Globale Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Regionen mit Pumpspeicherstrom nach Regionen 1990-2019 nach IEA (4)

Jahr 2019: Gesamt 27.044 TWh (Mrd. kWh) = 27,0 Bill. kWh; Veränderung 1990/2019 + 127,3%
 ∅ 3.528 kWh/Kopf

53. Erzeugung von Elektrizität weltweit



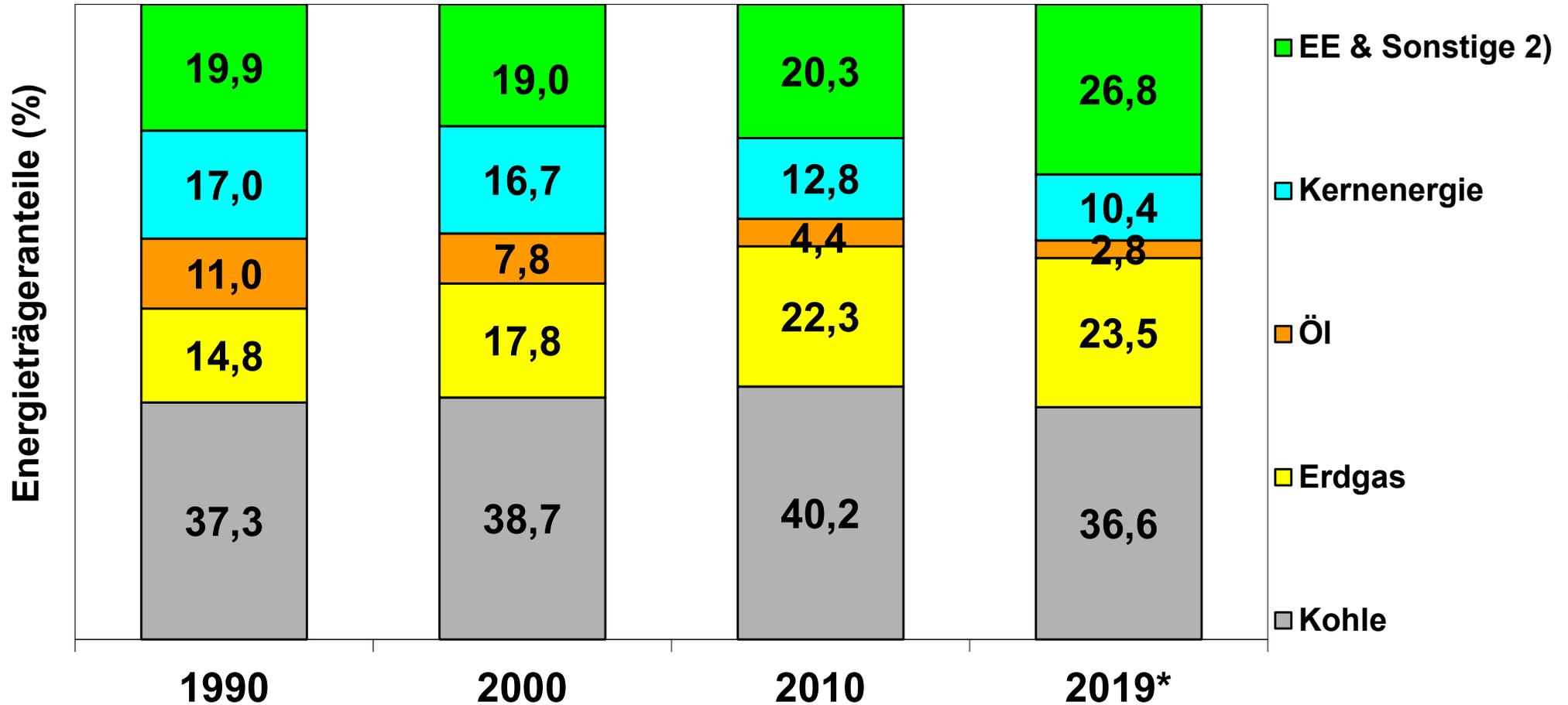
¹ umfasst Japan, Süd-Korea, Australien, Neuseeland

² mit Pumpspeicherstrom (2019: 115 TWh, Anteil 0,4%)

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

Globale Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) mit Pumpspeicherstrom nach Energieträgern 1990-2019 nach IEA (5)

11.901 + 30,4% **15.522** + 39,0% **21.571** + 25,4% **27.044** **Mrd. kWh**
2.257 2.546 3.122 3.528 kWh/Kopf ¹⁾



Grafik Bouse 2021

Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung 1990 / 2000 / 2019 = 5.280 / 6.109 / 6.913 / 7.666 Mio.

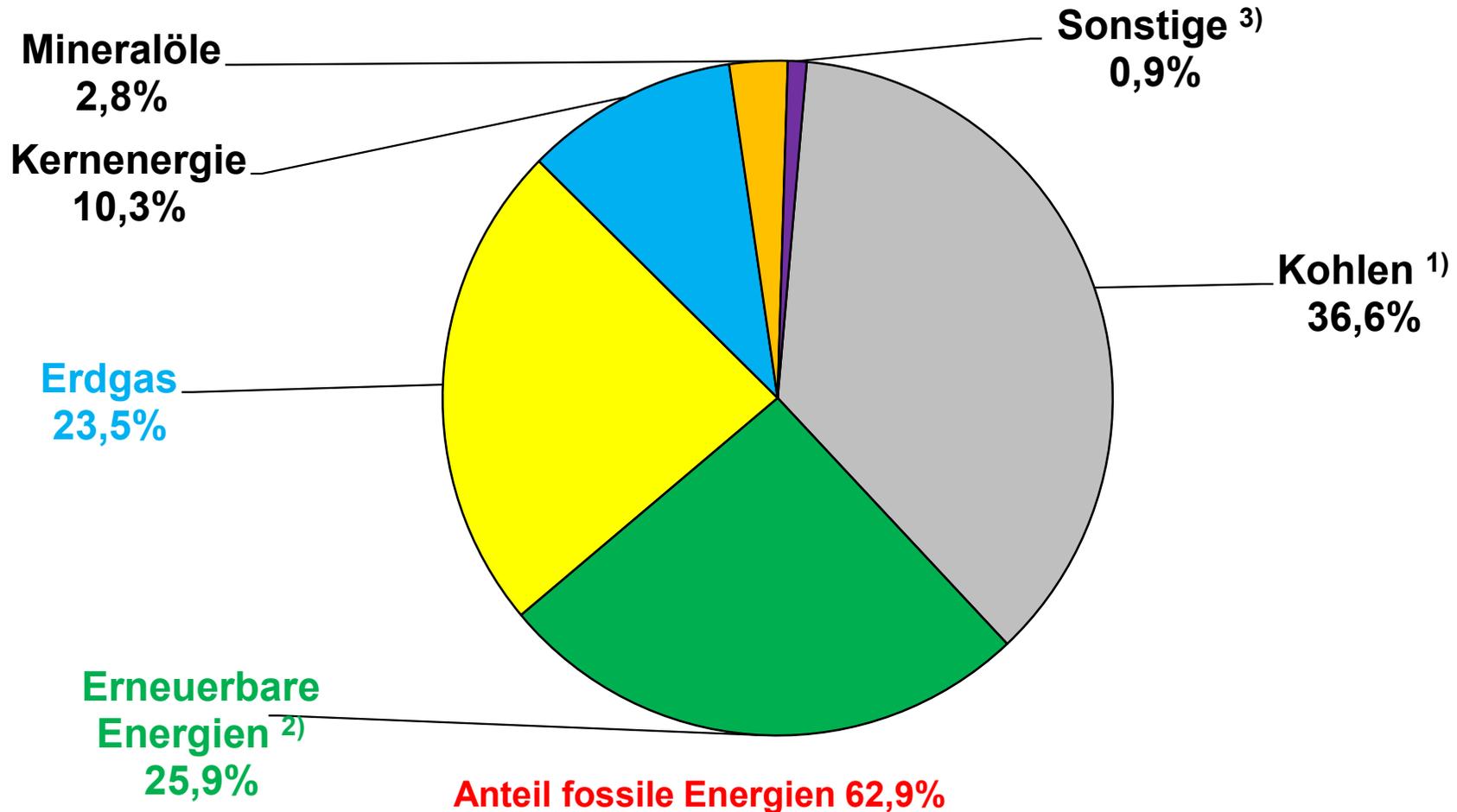
1) BSE einschließlich Pumpspeicherstrom, z. B. 2019 = 115 TWh (Anteil 0,4%)

2) Jahr 2019: Erneuerbare Energien (EE) 25,9%, davon reg. Wasserkraft **15,4%**, Windenergie, Solar, Geothermie, Tide (8,1%), Bioenergie und biogener Abfall u.a. (2,2%), Sonstige - nicht biogener Abfall, Speicherstrom, Wärme **0,9%**

Quellen: IEA – Key World Energy Statistics 2021, S. 31, 9/2021 aus www.iea.org; IEA aus BMWI Energiedaten, Tab 36, 9/2021; GVSt 2019; IEA – Elektrizitäts-Information 2021, Überblick 7/2021 und Renewable (EE)-Informationen 2021, Überblick 7/2021

Globale Brutto-Stromerzeugung (BSE) mit Pumpspeicherstrom nach Energieträgern **mit Anteile erneuerbare Energien 2019 nach IEA (6)**

Gesamt 27.044 TWh (Mrd. kWh) = 27,1 Bill. kWh; Veränderung 1990/2019 + 127,3%
Ø 3.528 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 7.666 Mio

1) Kohle einschließlich Torf

2) Beitrag **Erneuerbare Energien 7.014 TWh, Anteil 25,9%, davon** reg. Wasserkraft 15,6%, Windenergie, Solar, Geothermie, Tide (8,1%), Bioenergie und biogener Abfall u.a. (2,2%)

3) Nicht biogener Abfall 50% + Wärme (0,5%) sowie nicht erneuerbarer Pumpspeicherstrom (108 TWh = 0,4%)

Globale Länder-Rangfolge Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus fossilen Energieträgern Kohle, Öl und Erdgas und Erneuerbare 2019 nach IEA

Jahr 2019: Gesamt 27.044 TWh (Mrd. kWh) = 27,1 Bill. kWh¹⁾; Veränderung 1990/2019 k.A.
Ø 3.529 kWh/Kopf

Electricity generation by source

Producers of electricity by source

Gesamt 24.021 ohne Kernenergie und Sonstige (88,8%)

Kohle 9.914 (36,6%)

Öl 747 TWh (2,8%)

Erdgas 6.346 TWh (23,5%)

EE 7.014 TWh (25,9%)

Coal ¹	TWh
People's Rep. of China	4 876
India	1 181
United States	1 070
Japan	329
Korea	246
South Africa	222
Russian Federation	188
Germany	182
Indonesia	174
Australia	154
Rest of the world	1 292
World	9 914

2019 data

Oil	TWh
Saudi Arabia	168
Mexico	45
Iraq	41
Japan	36
United States	36
Kuwait	28
Islamic Rep. of Iran	28
Egypt	26
Lebanon	20
Cuba	17
Rest of the world	302
World	747

2019 data

Natural gas	TWh
United States	1 640
Russian Federation	514
Japan	385
Islamic Rep. of Iran	270
Saudi Arabia	217
People's Rep. of China	213
Mexico	193
Egypt	150
Korea	146
Italy	142
Rest of the world	2 476
World	6 346

2019 data

Renewables ²	TWh
People's Rep. of China	2 015
United States	767
Brazil	515
Canada	427
India	325
Germany	242
Russian Federation	197
Japan	186
Turkey	132
Norway	131
Rest of the world	2 077
World	7 014

2019 data

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

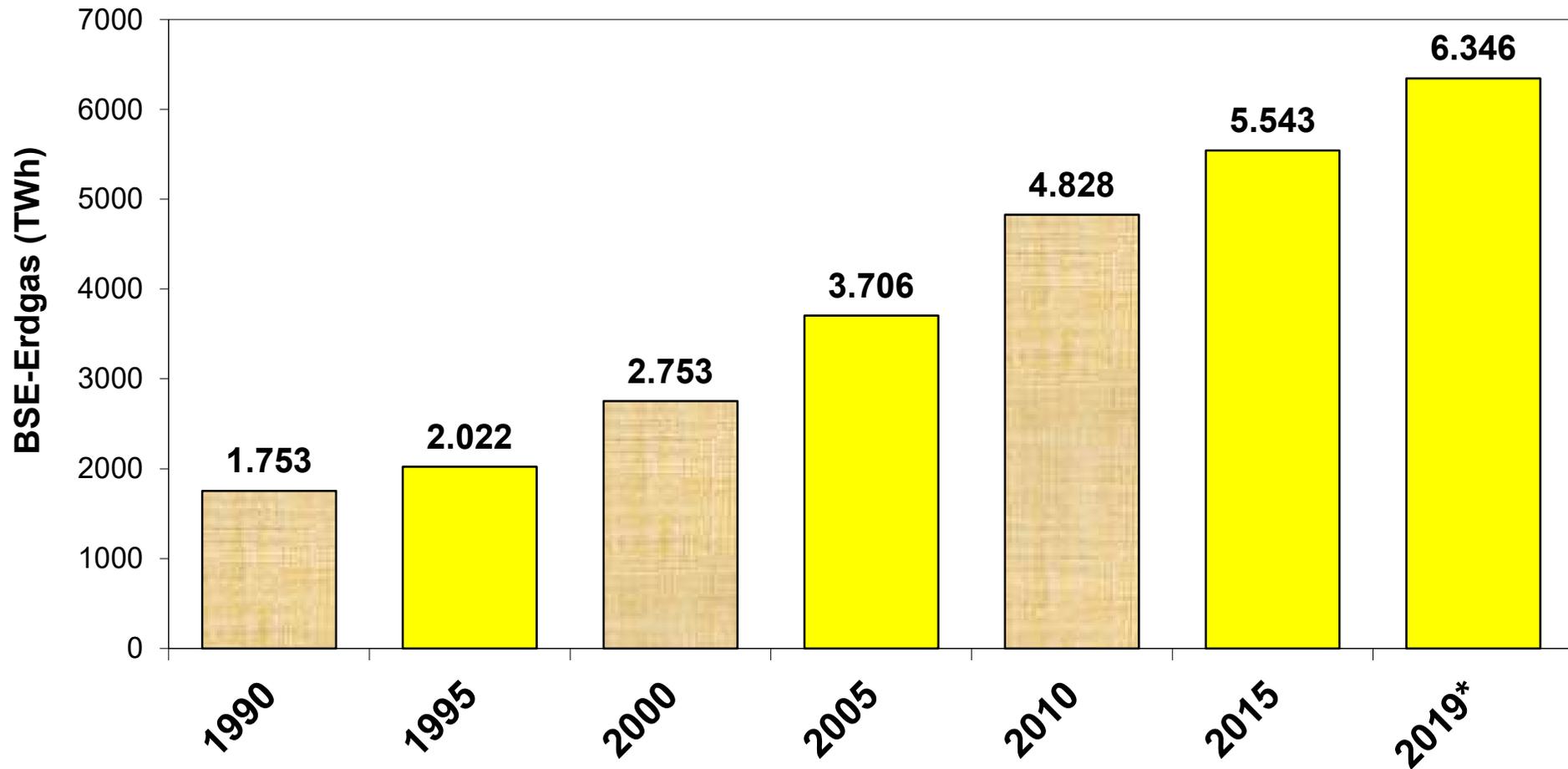
1. In this table, peat and oil shale are aggregated with coal (in dieser Tabelle werden Torf und Ölschiefer mit Kohle aggregiert).

2. Excludes electricity generation from pumped storage (ausgeschlossen ist die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken, Jahr 2019 115 TWh, Anteil 0,4%)

Nachrichtlich: Gesamte BSE = 26.936 TWh + Pumpspeicherstrom 108 TWh = 27.044 TWh (Mrd. kWh)

Globale Entwicklung Bruttostromerzeugung Erdgas* (BSE-Erdgas) von 1990-2019 (1)

Jahr 2019: 6.346 TWh (Mrd. kWh) = 6,3 Bill. kWh; Veränderung 1990/2019 + 262%
Anteil Erdgas 23,5% von gesamt 27.044 TWh einschließlich Pumpspeicherstrom



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

* Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ;

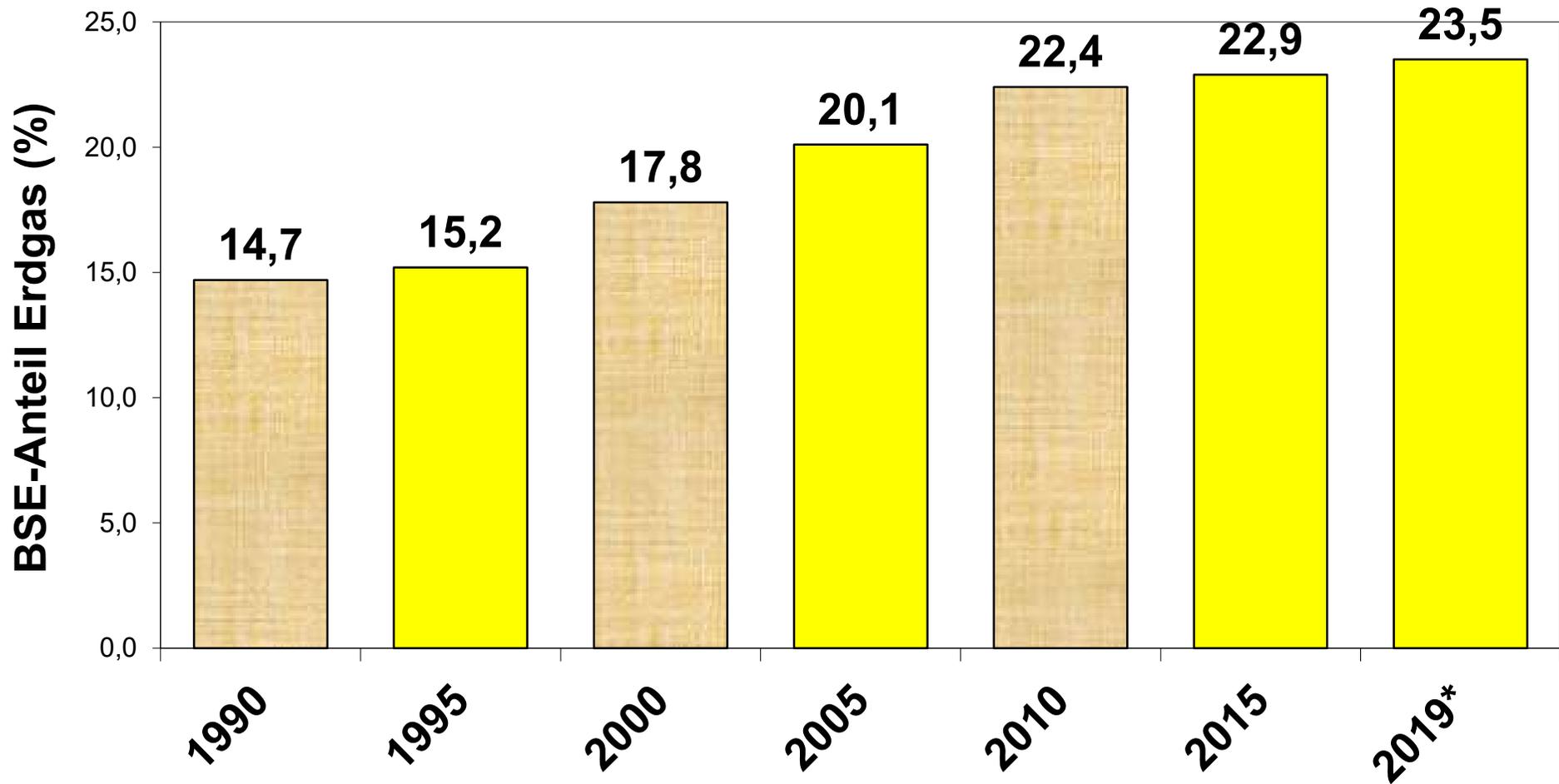
Energieinhalt bezieht sich auf den Nettoheizwert = unteren Heizwert Hu; z.B. Jahr 2019: 9,7 kWh/m³

Quellen: IEA – Energiestatistik Strom und Wärme Erdgas für die Welt 1990-2016 (bezogen auf den unteren Heizwert Hu), www.iea.org; 9/2018

IEA – Elektrizitäts-Information 2021, Überblick 7/20231 aus IEA - Key World Energy Statistics 2021, 9/2021 aus www.iea.org

Globale Entwicklung Anteil Erdgas an der Bruttostromerzeugung (BSE-Erdgas) von 1990-2019 (2)

Jahr 2019: BSE- Anteil Erdgas 23,5%, Veränderung 1990/2019 + 59,9%
Beitrag 6.346 TWh von gesamt 27.044 TWh einschließlich Pumpspeicherstrom



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

Quellen: IEA – Energiestatistik Strom und Wärme Erdgas für die Welt 1990-2016 (bezogen auf den unteren Heizwert Hu), www.iea.org, 9/2018

IEA – Elektrizitäts-Information 2021, Überblick 7/2021 aus Key World Energy Statistics 2021, 9/2021 aus www.iea.org ;

Energie & Klimaschutz, Treibhausgase

Globale Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) nach Ländern 1990-2019 nach PBL (1)

Jahr 2019: Gesamt 52,4 Mrd. t CO_{2äquiv.}, Veränderung 1990/2019 + 58,3% - Beitrag EU-28: 4,3 Mrd. t CO_{2äquiv.}
6,8 t CO_{2äquiv.}/Kopf

Country/group	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
China	3.9	4.1	4.2	4.4	4.6	5.0	5.0	5.0	5.1	5.1	5.3	8.2	9.0	9.7	9.9	10.5	11.3	12.3	12.6	12.9	13.0	13.0	13.0	13.3	13.6	14.0
United States	6.1	6.1	6.2	6.3	6.4	6.4	6.6	6.8	6.8	6.8	7.0	7.1	7.0	7.1	7.0	6.6	6.8	6.8	6.6	6.7	6.8	6.7	6.6	6.5	6.7	6.6
European Union	5.7	5.7	5.5	5.4	5.3	5.4	5.5	5.4	5.4	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.2	4.8	5.0	4.8	4.8	4.7	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.3
France	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4
Germany	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
Italy	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Netherlands	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Poland	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Spain	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	0.4	0.3
United Kingdom	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
India	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.4	2.5	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.3	3.4	3.4	3.5	3.7	3.7
Russian Federation	3.0	3.0	2.8	2.6	2.3	2.2	2.2	2.1	2.0	2.1	2.1	2.3	2.3	2.3	2.3	2.2	2.3	2.4	2.4	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5
Japan	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.4	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Other OECD G20	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.7	2.7	2.9	3.0	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.4	3.5	3.4	3.5	3.6	3.6	3.7	3.7	3.7
Australia	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8
Canada	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Mexico	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
South Korea	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Turkey	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Other G20 countries	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	3.0	3.1	3.2	3.3	3.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	4.0
Argentina	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Brazil	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.0	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Indonesia	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1
Saudi Arabia	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
South Africa	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Total Group of Twenty (G20)	25.6	25.7	25.7	25.8	26.2	26.8	27.3	27.4	27.5	27.6	28.4	32.5	33.6	34.7	34.7	34.4	36.3	37.5	37.9	38.3	38.7	38.7	38.7	39.2	40.0	40.3
Other large emitting countries:	2.8	2.9	2.8	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.6	2.6	2.7	3.2	3.3	3.4	3.5	3.4	3.6	3.6	3.7	3.8	3.8	3.7	3.8	3.8	4.0	4.0
Egypt	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Iran	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9
Kazakhstan	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Malaysia	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Nigeria	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Taiwan	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Thailand	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Ukraine	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
United Arab Emirates	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
Viet Nam	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4
Zambia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Remaining countries (186)	4.0	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.3	4.3	4.3	4.4	4.9	5.0	5.1	5.3	5.4	5.6	5.7	5.9	6.0	6.1	6.1	6.3	6.4	6.5	6.7
International transport	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.1	1.2	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4
Total	33.1	33.2	33.2	33.3	33.6	34.3	34.9	35.2	35.1	35.4	36.3	41.6	43.0	44.4	44.7	44.3	46.5	48.0	48.6	49.1	49.7	49.8	50.0	50.7	51.9	52.4

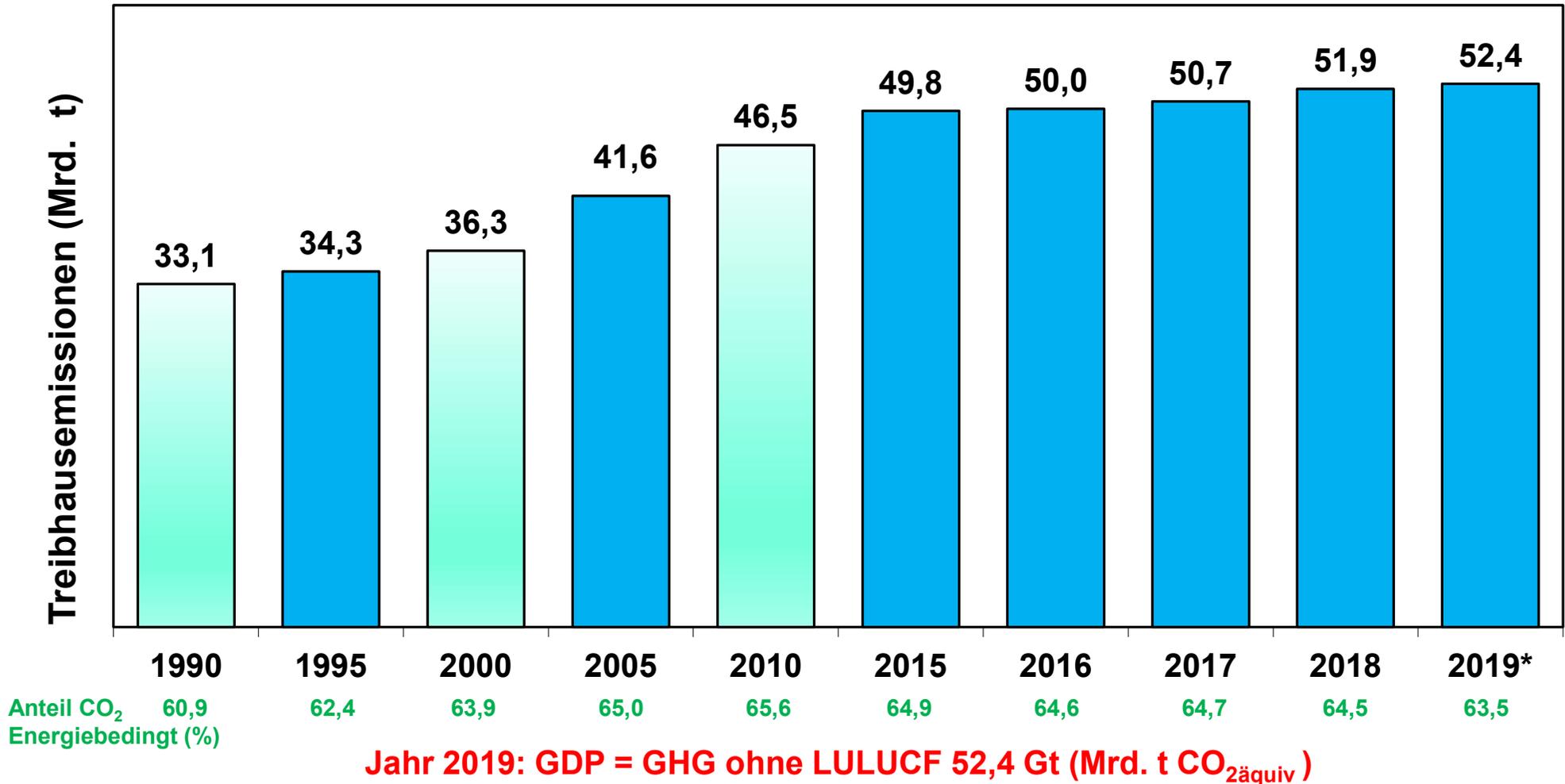
* Daten 2019 vorläufig, Stand 12/2020

Weltbevölkerung (Jahresmittel) 2019: 7.658 Mio.

Quellen: Totals and sub-totals may differ due to independent rounding. The number of digits does not indicate the accuracy of the figures, See uncertainty information in the Appendix. Calculated using the Global Warming Potentials (GWPs) for 100 year from the IPCC's Fourth Assessment Report (AR4) aus PBL Netherlands Environmental Assessment Agency –Trends-in-global-CO2-and-total-greenhouse-gas-emission 2020, Report S. 70, 12/2020,

Globale Entwicklung Treibhausgasemissionen (GDP = GHG) ohne LULUCF 1990-2019 nach PBL 1,2) (2)

Jahr 2019: Gesamt 52,4 Mrd. t CO₂äquiv., Veränderung 1990/2019 + 58,3%
6,8 t CO₂äquiv./Kopf



Grafik Bouse 2021

* Daten ab 2019 vorläufig, Stand 9/2021

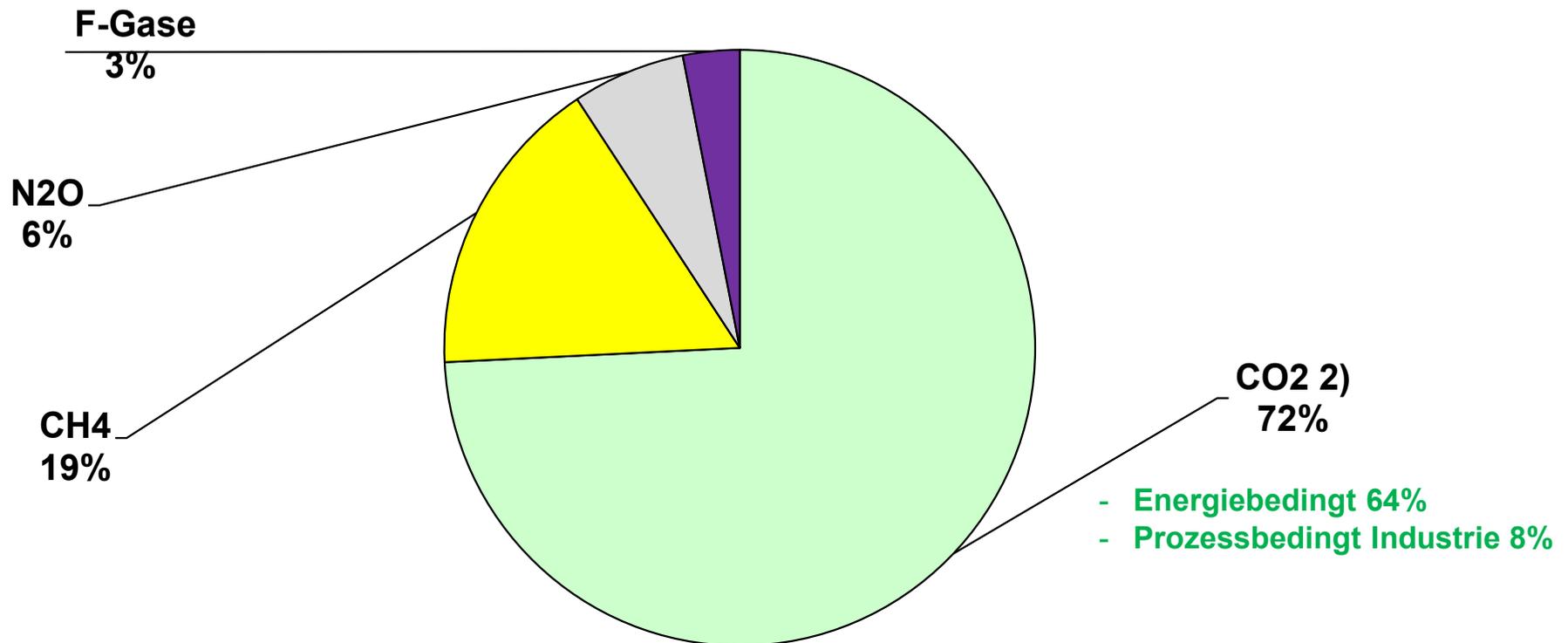
Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 7.666 Mio.

1) Jahr 2019: Gesamte Treibhausgasemissionen ohne LULUCF 52,4 Mrd. t CO₂äquiv. + geschätzte 5,0 Mrd. t CO₂äquiv. mit LULUCF (Landnutzung, Landnutzungsänderung, und Forstwirtschaft)

2) Ziel der Kyoto-Vereinbarung 2008-2012 – 5,2% vom Basiswert 1990 wurde nicht erreicht!

Globale Treibhausgasemissionen (THG) ¹⁾ nach Gasen ohne LULUCF (LUFO) 2019 nach PBL (3)

Gesamt 52,4 Mrd. t CO₂äquiv., Veränderung 1990/2019 + 58,3%
6,8 t CO₂äquiv./Kopf
Beitrag CO₂ 38,0 Mrd., Anteil 72%



Grafik Bouse 2020

* Daten 2019 vorläufig, Stand 12/2020

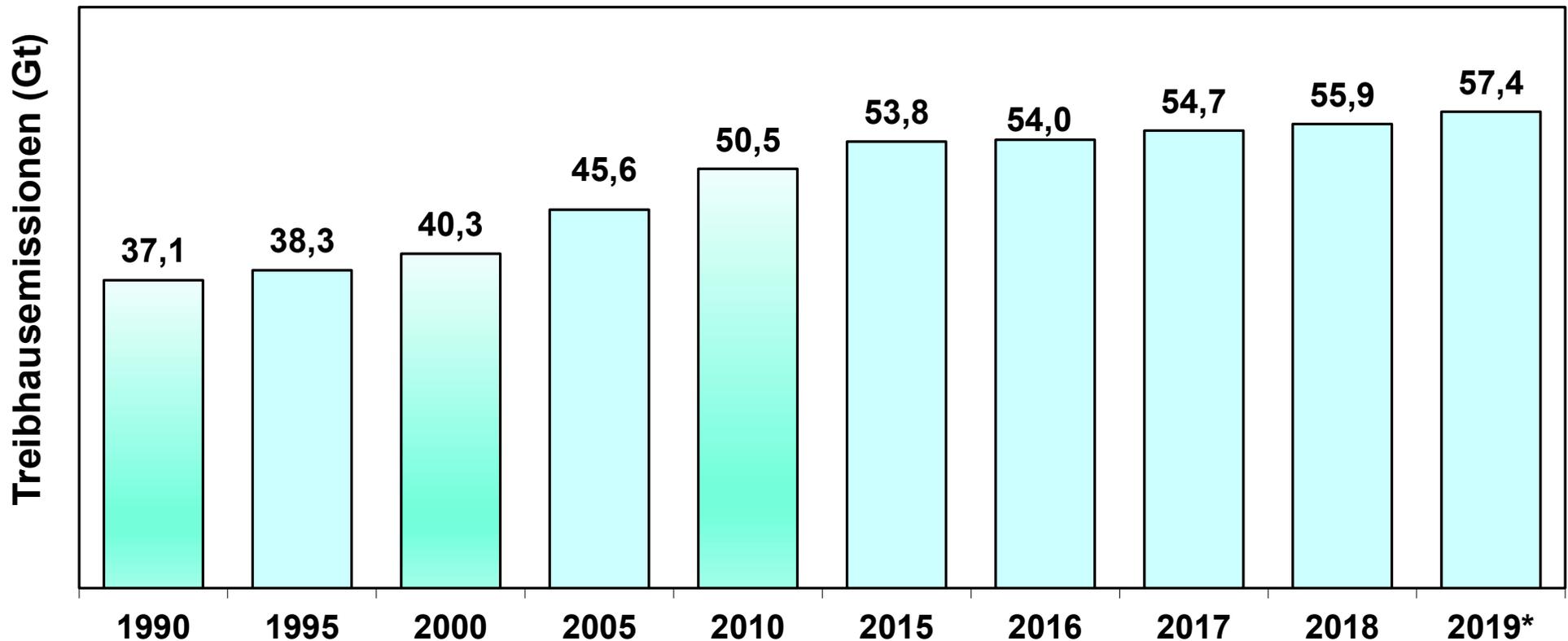
Weltbevölkerung (Jahresmittel) 7.666 Mio.

1) THG mit LULUCF (Landnutzung, Landnutzungsänderung, und Forstwirtschaft) = 57,4 Mrd. t CO₂äquiv.,

2) Energiebedingte CO₂ = 33,4 Mrd.; Prozessbedingte CO₂ in der Industrie 4,3 Mrd.

Globale Entwicklung gesamte Treibhausgasemissionen (GHG) mit LULUCF 1990-2019 nach PBL¹⁾ (4)

Jahr 2019: Gesamt 57,4 Gt = 57.400 Mio. t CO₂äquiv., Veränderung 1990/2019 + 54,7%
7,5 t CO₂äquiv./Kopf



Grafik Bouse 2021

Jahr 2019: GDP = GHG mit LULUCF 57,4 Gt (Mrd. t CO₂äquiv.)

* Daten ab 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019 = 7.666 Mio.

LULUCF (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) geschätzt jeweils jährlich 4,0 Gt CO₂äquiv im Zeitraum 1990 bis 2018, ab 2019 geschätzt 5,0 CO₂äquiv

Beispiel Jahr 2019: Gesamte Treibhausgasemissionen ohne LULUCF 52,4 plus LULUCF 5,0 Gt CO₂äquiv = 57,4 Gt CO₂äquiv

1) Berechnet unter Verwendung der Global Warming Potentials (GWPs) für 100 Jahre aus dem vierten Bewertungsbericht des IPCC (AR4).

Bitte beachten, dass Entwicklungsländer ihre Emissionen offiziell anhand von GWPs aus dem zweiten Bewertungsbericht (SAR) des IPCC melden.

Der größte Unterschied besteht im GWP von CH₄: Der GWP-Wert beträgt 25 im AR4 und 21 im SAR, also fast ein Fünftel mehr.

Quellen: IPCC-BMUB – Klimawandel, Sachstandsbericht Teil 3 vom 13.04.2014, EPA aus www.epa.gov/climate-indicators/climate-change-indicators-global-greenhouse-gas-emissions; PBL Netherlands Environmental Assessment Agency – Trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissions 2020, Report S. 17/70, 12/2020; IEA 9/2021

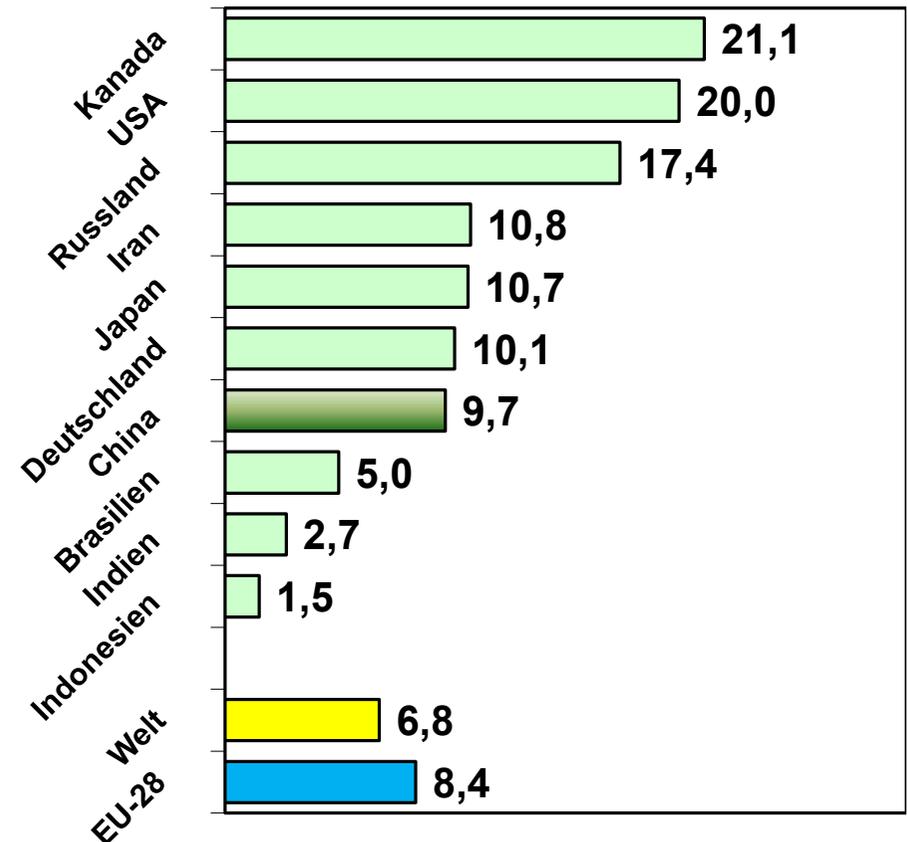
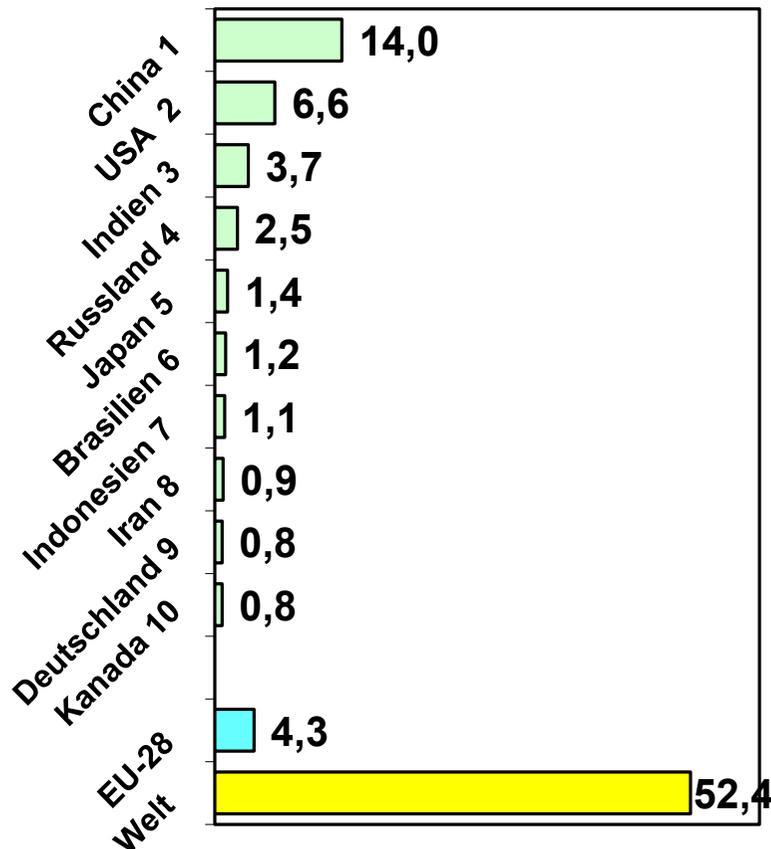
TOP 10 Länder-Rangfolge der Treibhausgasemissionen (GHG = THG) ohne LULUCF in der Welt im Jahr 2019 nach PBL (5)

Welt 52,4 Gt = 52.400 Mio. t CO₂äquiv.¹⁾

Welt 6,8 t / CO₂äquiv./Kopf^{1,2)}

Emissionen (Gt CO₂äquiv.)
Anteile (%)

Emissionen (t CO₂äquiv./Kopf)^{1,2)}



Länderanteile China, USA, Indien 46,8%

* Daten 2019 vorläufig, Stand 12/2020.

LULUCF (Landnutzung, Landnutzungsänderung, und Forstwirtschaft)

1) Berechnet unter Verwendung der Global Warming Potentials (GWPs) für 100 Jahre aus dem vierten Bewertungsbericht des IPCC (AR4).

Bitte beachten Sie, dass Entwicklungsländer ihre Emissionen offiziell anhand von GWPs aus dem zweiten Bewertungsbericht (SAR) des IPCC melden.

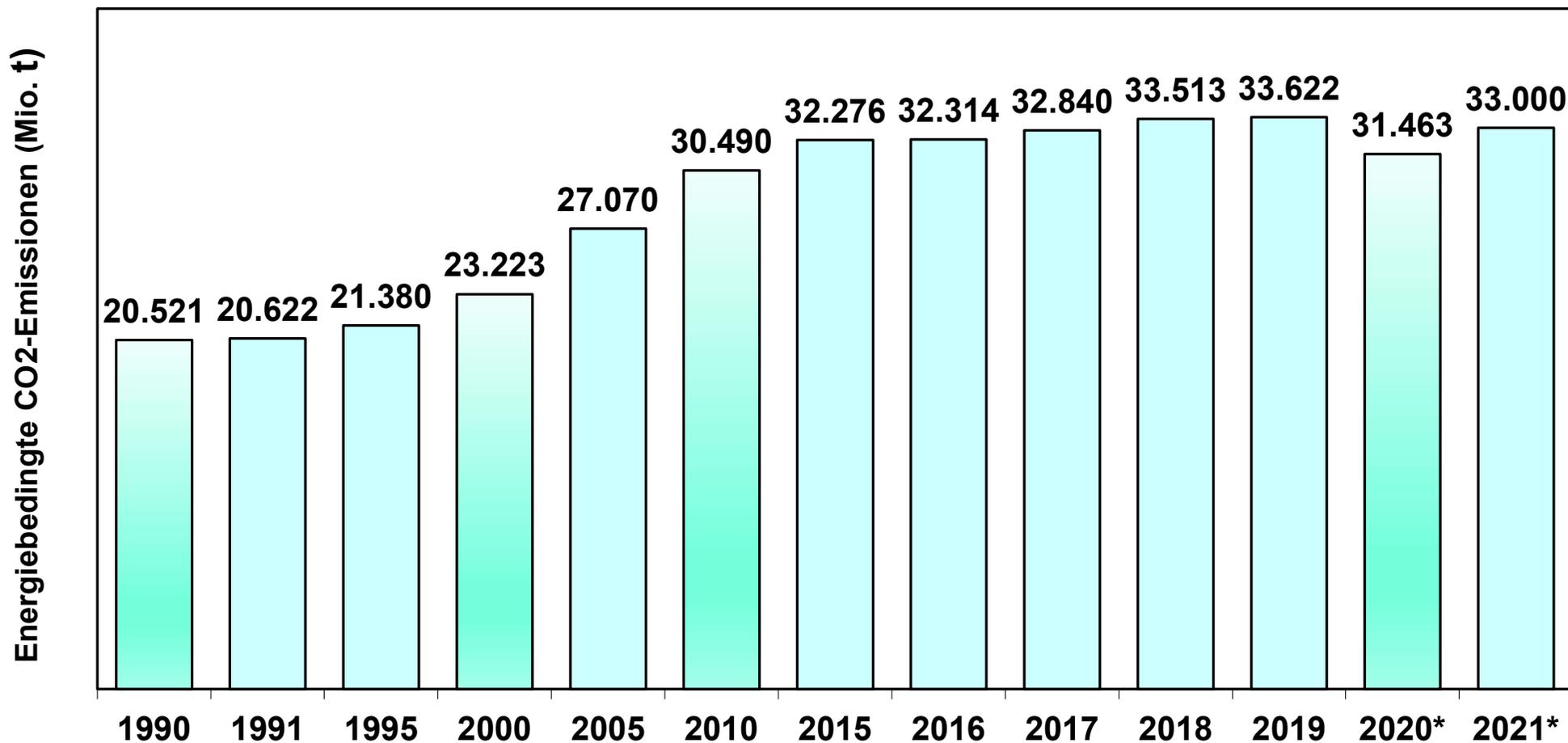
Der größte Unterschied besteht im GWP von CH₄: Der GWP-Wert beträgt 25 im AR4 und 21 im SAR, also fast ein Fünftel mehr.

2) Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) in Mio. nach IEA/OECD: Welt 7.658, OECD-38 1.300; EU-28 514, China 1.400 Mio., Indien 1.380 USA 328; Brasilien 210, Russland 145 Japan 127; Deutschland 83,1 BW 11,1, Indonesien 271, Iran 83, Kanada 38,

Quellen: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency – Trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissions 2020, Report S. 70, 46, 12/2020; IEA 8/2020

Globale Entwicklung energiebedingte CO₂-Emissionen 1990-2021 **nach IEA (1)**

Jahr 2019: Gesamt 33.622 Mio t CO₂ ; Veränderung 1990/2019 + 63,9% ¹⁻²⁾
4,4 t CO₂/ Kopf*, Veränderung 1990/2019 + 13,7%



Grafik Bouse 2021

* Daten bis 2021 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 7.790 Mio.

1) Energiebedingte Emissionen (CO₂ emissions: Sectoral Approach); für die Berechnung wurden die Energiebilanzen der IEA verwendet.

Daher ergeben sich Abweichungen von den nationalen Angaben, so auch für Deutschland.

Die Angaben für die einzelnen Staaten enthalten keine Emissionen aus dem internationalen Verkehr; in den Angaben für die Emissionen der Welt sind diese dagegen berücksichtigt.

2) Total primary energy supply: Gewinnung im Inland + Handelssaldo - Hochseebunkerungen + Bestandsveränderungen

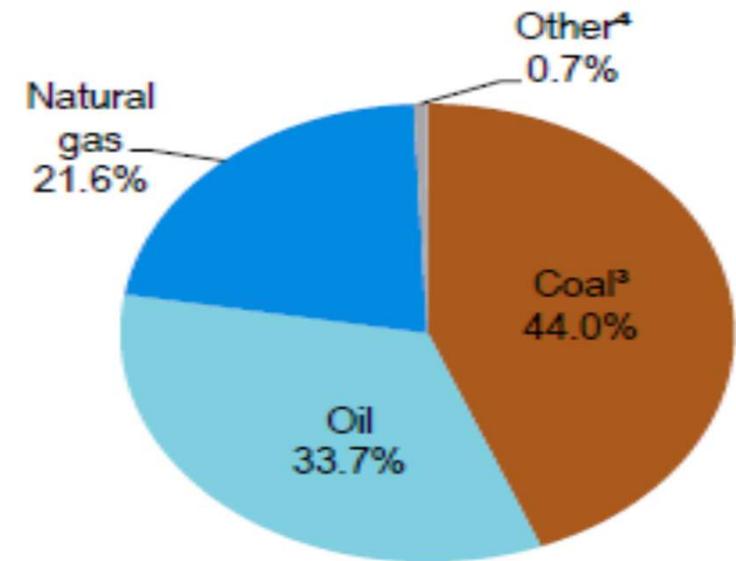
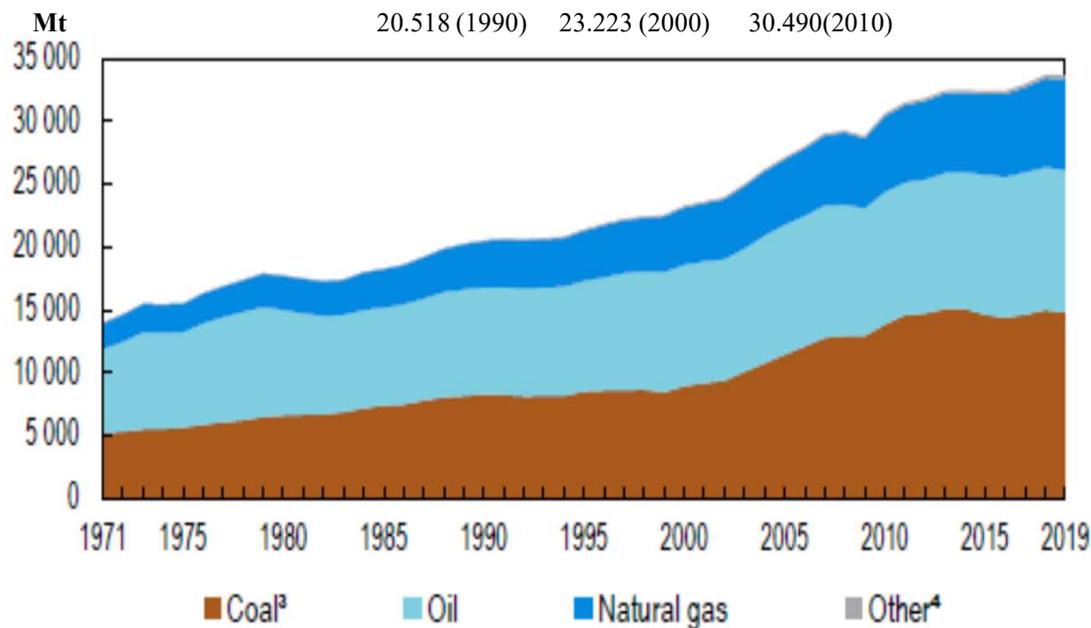
Globale energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen (Quellenbilanz) nach Energieträgern 1971/1990-2019 nach IEA (2)

Jahr 2019: Gesamt 33.622 Mio t CO₂ ; Veränderung 1990/2019 + 63,9%
4,4 t CO₂/Kopf, Veränderung 1990/2019 + 13,7%

CO₂ emissions by fuel

Fuel share of CO₂ emissions from fuel combustion ²⁾

World¹ CO₂ emissions from fuel combustion² by fuel, 1971-2019 (Mt of CO₂)



33 622 Mt of CO₂

* Daten bis 2019 vorläufig, Stand 9/2021

1. World includes international aviation and international marine bunkers.

2. CO₂ emissions from fuel combustion are based on the IEA World energy balances and the 2006 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories, and exclude emissions from non-energy use.

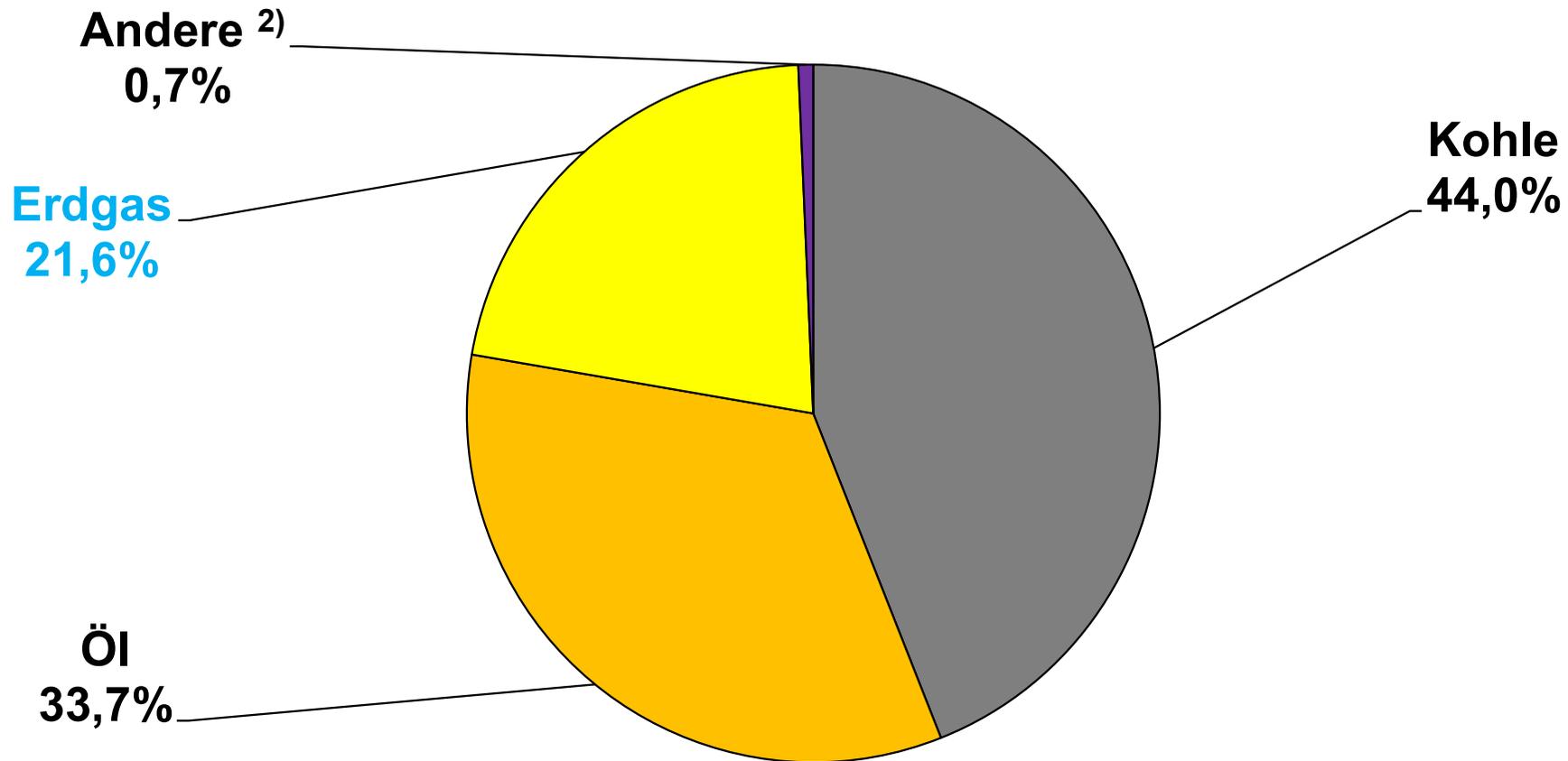
3. In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal.

4. Includes industrial waste and non-renewable municipal waste.

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

Globale energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen (Quellenbilanz) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas 2019 nach IEA (3)

Jahr 2019: Gesamt 33.622 Mio t CO₂ ; Veränderung 1990/2019 + 63,9%
4,4 t CO₂ / Kopf, Veränderung 1990/2019 + 13,7%



* Daten 2019 vorläufig, Stand 9/2021

Weltbevölkerung (Jahresmittel) 7.666 Mio.

1) World includes international aviation and international marine bunkers.

Welt umfasst internationale Luft- und internationalen Schiffsverkehr.

2) Calculated using the IEA's energy balances and the Revised 1996 IPCC Guidelines. CO₂ emissions are from fuel combustion only.

Berechnet mit der IEA Energiebilanzen und die Revised 1996 IPCC Guidelines. CO₂-Emissionen stammen nur aus der Verbrennung

3) Other includes industrial waste and non-renewable municipal waste

Andere umfasst Industrieabfällen und nicht erneuerbaren Hausmüll.

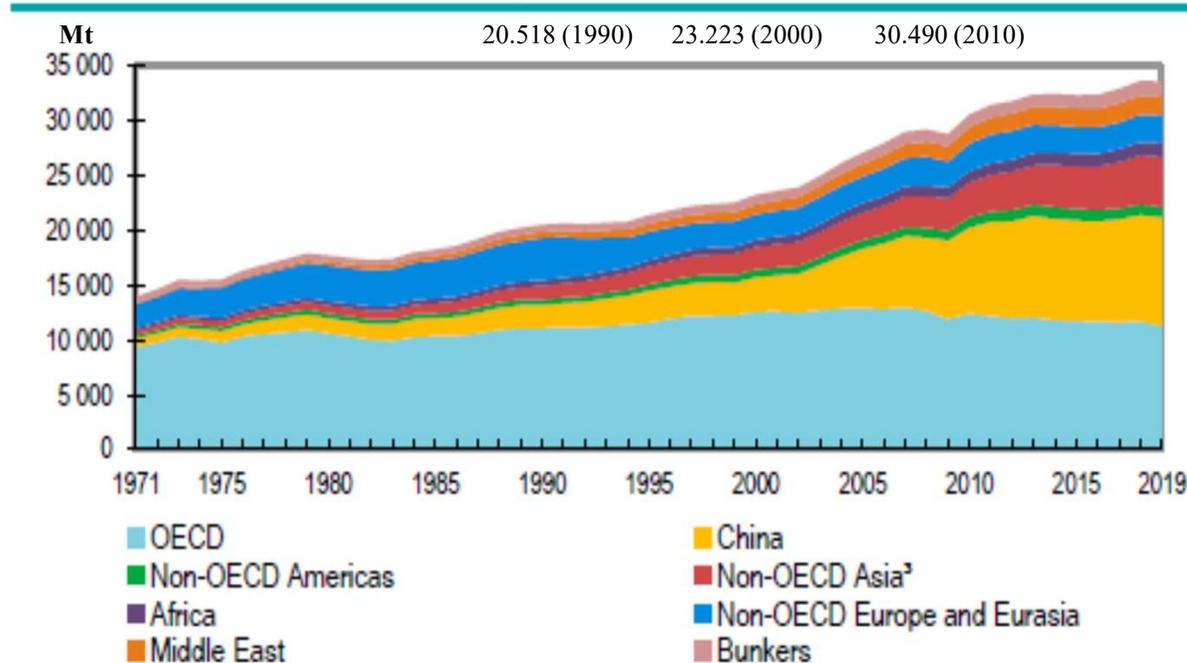
Quelle: IEA -Key World Energy Statistics 2021, 9/2021

Globale Entwicklung energiebedingter CO₂-Emissionen (Quellenbilanz) nach Regionen 1971/1990-2019 nach IEA (4)

Jahr 2019: Gesamt 33.622 Mio t CO₂ ; Veränderung 1990/2019 + 63,9%
4,4 t CO₂ / Kopf, Veränderung 1990/2019 + 13,7%

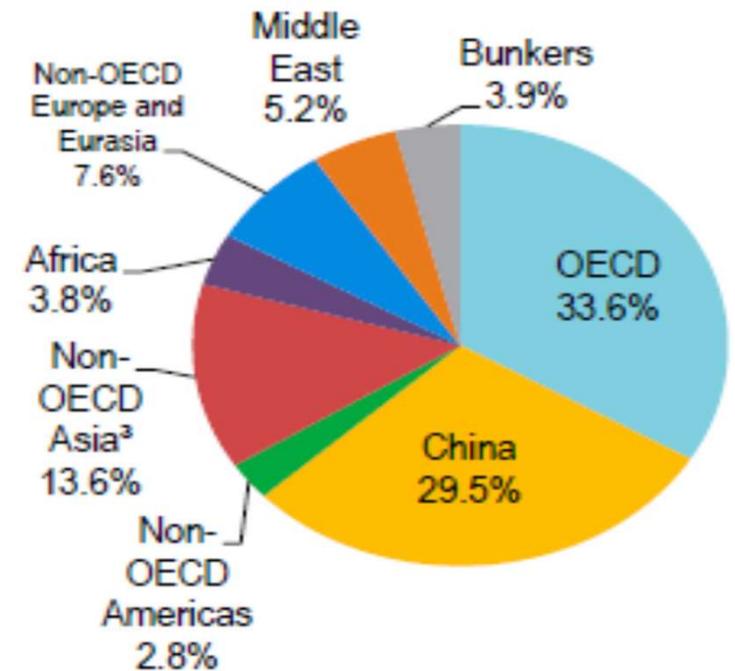
CO₂ emissions by region

World¹ CO₂ emissions from fuel combustion² by region, 1971-2019
(Mt of CO₂)



Share of world CO₂ emissions from fuel combustion² by region

2019



33 622 Mt of CO₂

* Daten bis 2019 vorläufig, Stand 8/2021

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2019: 7.666 Mio.

1) World includes international aviation and international marine bunkers (Welt umfasst internationale Luft- und internationalen Schiffsverkehrs).

2) CO₂ emissions from fuel combustion are based on the IEA energy balances and on the 2006 IPCC Guidelines, excluding emissions from non-energy.

3) In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal.

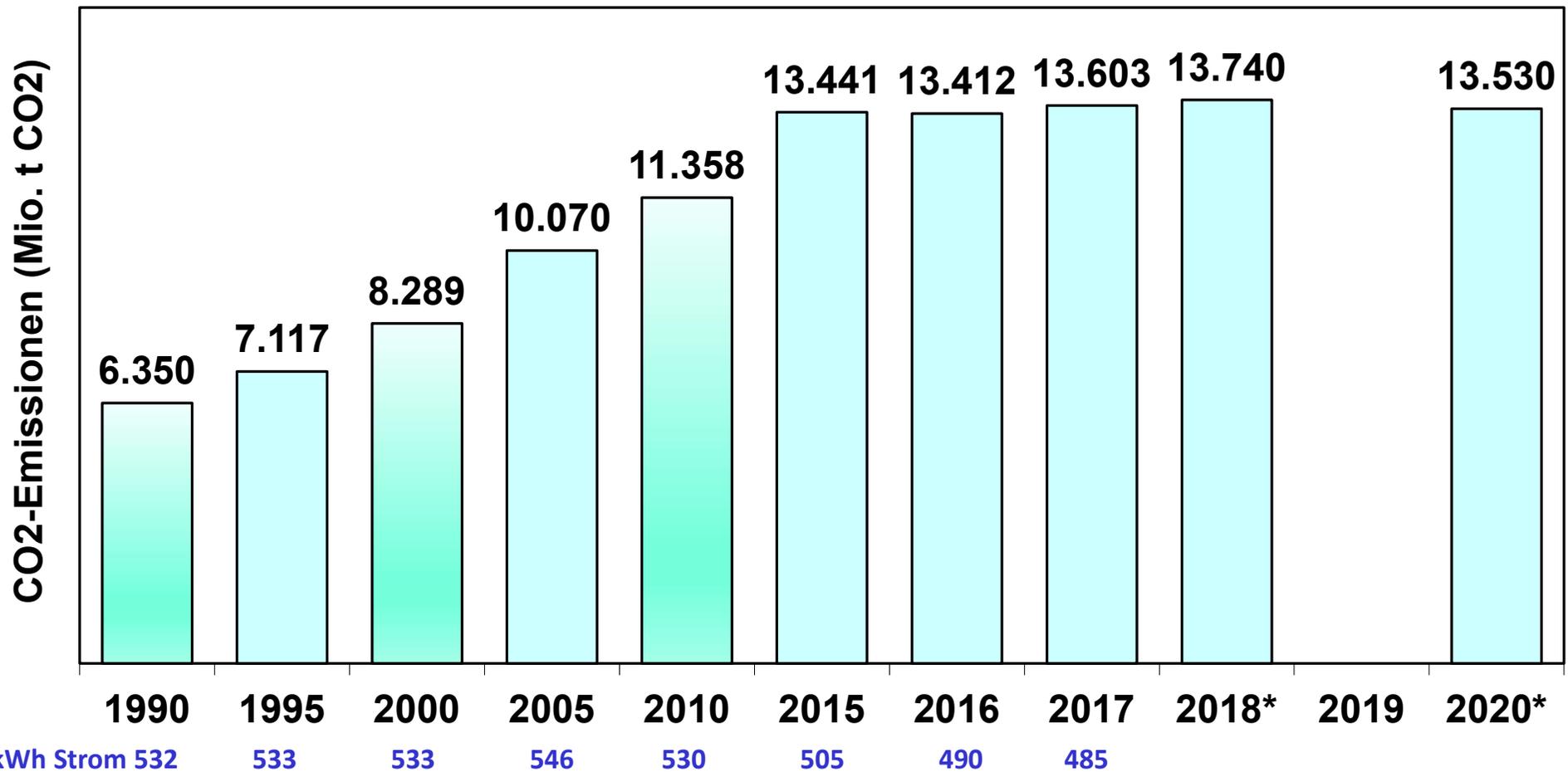
4) Includes industrial waste and non-renewable municipal waste (Sonstige umfasst Industrieabfällen und nicht erneuerbaren Hausmüll).

Globale Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in der Energiewirtschaft (Strom & Wärme)¹⁾ 1990-2018/20

Jahr 2018: Gesamt 13.740 Mio. t CO₂ = 13,7 Mrd. t CO₂; Veränderung 1990/2018 + 116,4%; 1,8 t CO₂/Kopf*

Anteil an den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen 41,0%²⁾

Beitrag nur Stromproduktion 12.419 Mio. t CO₂ (2017)



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2018 = 7.588 Mio.

1) CO₂ Emissionen bei der Stromproduktion bzw. Stromerzeugung werden berechnet **ohne Speicherstrom**.

Beispiel Jahr 2017: Stromerzeugung ohne Speicherstrom 25.606 Mrd. kWh x spez. CO₂-Emissionen 485 g/kWh / 1000 = 12.419 Mio. t CO₂ zur Stromerzeugung ohne Wärmeproduktion

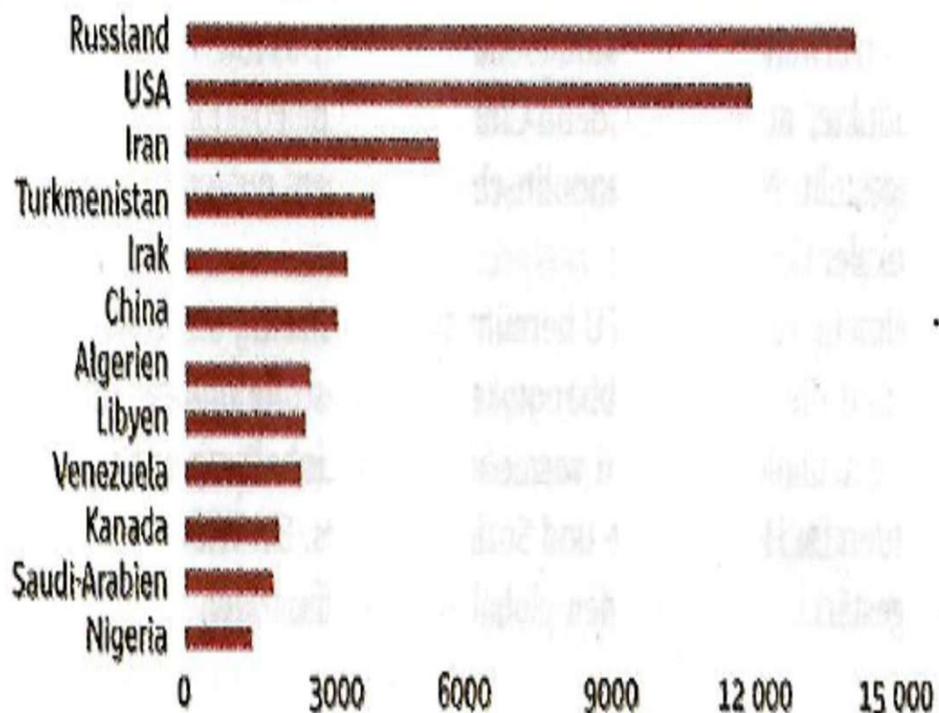
2) Stromproduktion war bei weitem der größte Produzent von CO₂-Emissionen und verantwortlich für 41,0% der weltweiten CO₂-Emissionen von 33.513 Mio. t CO₂ 2017 = 13.740 Mio t CO₂

Globale Methanemissionen in der Öl- und Gasförderung und Quellen für Methanemissionen 2020

Methanemissionen in der Öl- und Gasförderindustrie 2020 in ausgewählten Staaten

Weltweite Gesamt-Methanemissionen aus der Öl- und Gasförderung betragen lt. IEA 72 077 kt

Methanemissionen in kt/Jahr

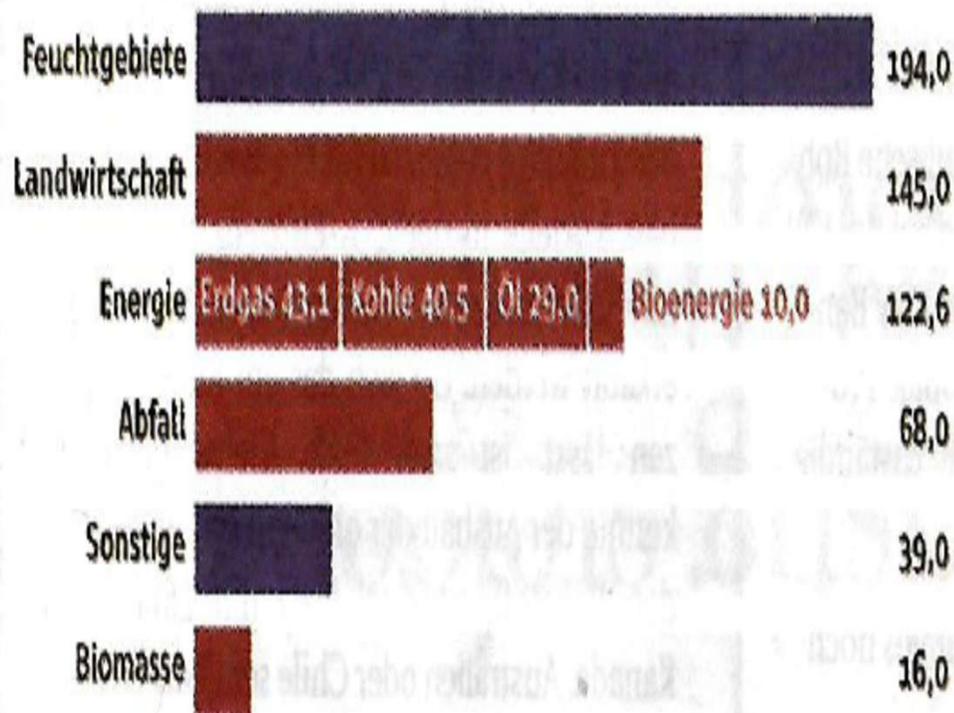


Grafik: VDI nachrichten 10/2021, Gudrun Schmidt
Quelle: IEA/Methan Tracker Database

Quellen für Methanemissionen

Methanemissionen in Mt/Jahr

- natürliche Quelle
- vom Menschen verursacht



Grafik: VDI 10/21, G. Schmidt
Quelle: IEA/Methan Tracker Database

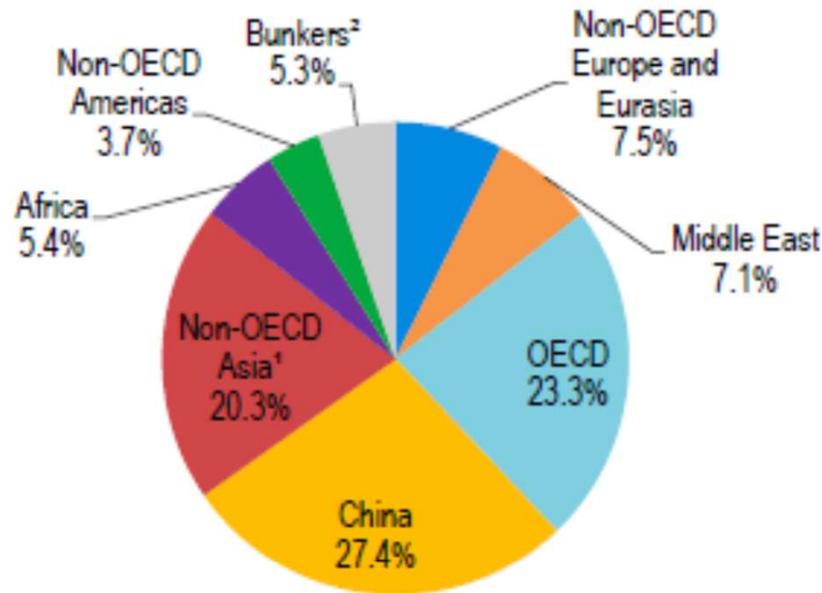
Methanemissionen aus Öl- und Gasförderung: Nach Angaben der Internationalen Energieagentur sank die Gesamtemission aus diesem Sektor Corona-bedingt 2020 um rund 10 % im Vergleich zum Vorjahr.

Direkte Emissionen des Treibhausgases Methan in die untere Atmosphäre entstammen primär Feuchtgebieten und der Landwirtschaft. Die Energiewirtschaft folgt an dritter Stelle.

Globaler Anteil der CO₂-Emissionen nach Region und Szenario im Jahr 2040

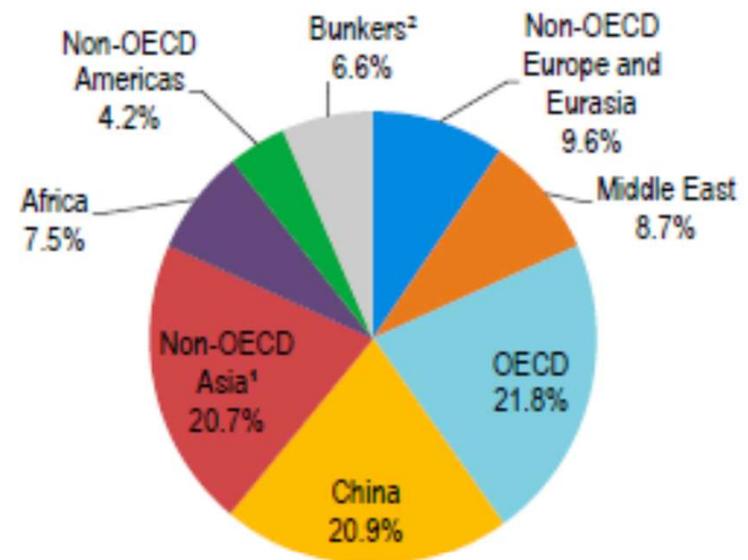
Share of CO₂ emissions³ by region and scenario, 2040

Stated Policies Scenario



33 274 Mt of CO₂

Sustainable Development Scenario



14 704 Mt of CO₂

1. Non-OECD Asia excludes China. 2. Includes international aviation and international marine bunkers. 3. CO₂ emissions are from fossil fuel combustion only. 4. For more information: <http://www.iea.org/weo/weomodel/sds/>. Source: *IEA, World Energy Outlook 2020*.

**Globale Förderung, Verbrauch, Vorräte
und Reichweite
nicht-erneuerbarer Energierohstoffe
mit Beitrag Erdgas**

Globale regionale Verteilung Energievorräte Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe **mit Beitrag Erdgas** im Jahr 2022 (1)

Gesamt 42.268 EJ = 11.741 Bill. kWh
Beitrag Erdgas 8.012 EJ = 2.226 Bill. kWh, Anteil 19,0%

Gesamt 496.952 EJ = 138.042 Bill. kWh ¹⁻⁴⁾
Beitrag Erdgas 25.009 EJ = 6.947 Bill. kWh, Anteil 5,0%

Tabelle A-1: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2022: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell ¹	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	65	7	81	<0,5	715	665	19	1.552	3,7
GUS (+ GEO, UKR)	838	-	2.598	2	3.333	1.350	205	8.327	19,7
Afrika	679	-	607	-	308	1	116	1.711	4,0
Naher Osten	5.063	-	3.153	-	30	-	-	8.247	19,5
Austral-Asien	263	-	493	66	9.146	1.231	32	11.231	26,6
Nordamerika	280	1.195	304	425	5.622	380	146	8.351	19,8
Lateinamerika	461	1.751	276	7	223	43	88	2.850	6,7
Welt	7.649	2.953	7.512	500	19.378	3.670	606	42.268	100,0
OECD	361	1.202	462	454	8.498	1.705	165	12.847	30,4
EU p. B. (EU-27)	12	7	17	<0,5	686	465	19	1.207	2,9
EU-28	22	7	23	<0,5	687	465	19	1.224	2,9
OPEC	5.683	1.751	2.770	-	-	-	-	10.204	24,1
OPEC+	6.630	1.751	4.857	-	-	-	-	13.238	31,3

Tabelle A-2: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2022: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell ²	Hartkohle	Weichbraunkohle				
Europa	185	209	305	537	12.562	2.969	258	286	17.312	3,5
GUS (+ GEO, UKR)	4.204	1.245	4.962	1.572	32.719	8.003	1.317	103	54.125	10,9
Afrika	1.181	443	1.450	1.611	7.687	4	1.125	264	13.765	2,8
Naher Osten	1.276	254	1.811	521	1.008	-	60	-	4.930	1,0
Austral-Asien	1.025	1.131	1.571	2.900	175.370	12.360	2.064	771	197.191	39,7
Nordamerika	1.082	5.402	1.547	3.836	166.900	17.549	854	427	197.596	39,8
Lateinamerika	1.034	2.159	814	1.570	686	173	442	466	7.344	1,5
Welt	9.987	10.843	12.462	12.547	400.7573	41.058	6.120	3.1784	496.952	100,0
OECD	1.347	6.223	2.108	5.142	220.886	24.067	2.193	1.010	262.976	52,9
EU p. B. (EU-27)	44	156	85	358	7.490	2.675	252	55	11.115	2,2
EU-28	85	162	191	494	12.524	2.684	252	55	16.447	3,3
OPEC	1.848	2.160	2.029	-	-	-	-	-	6.037	1,2
OPEC+	6.186	3.483	6.563	-	-	-	-	-	16.231	3,3

* Daten 2022 vorläufig, Stand 2/2024

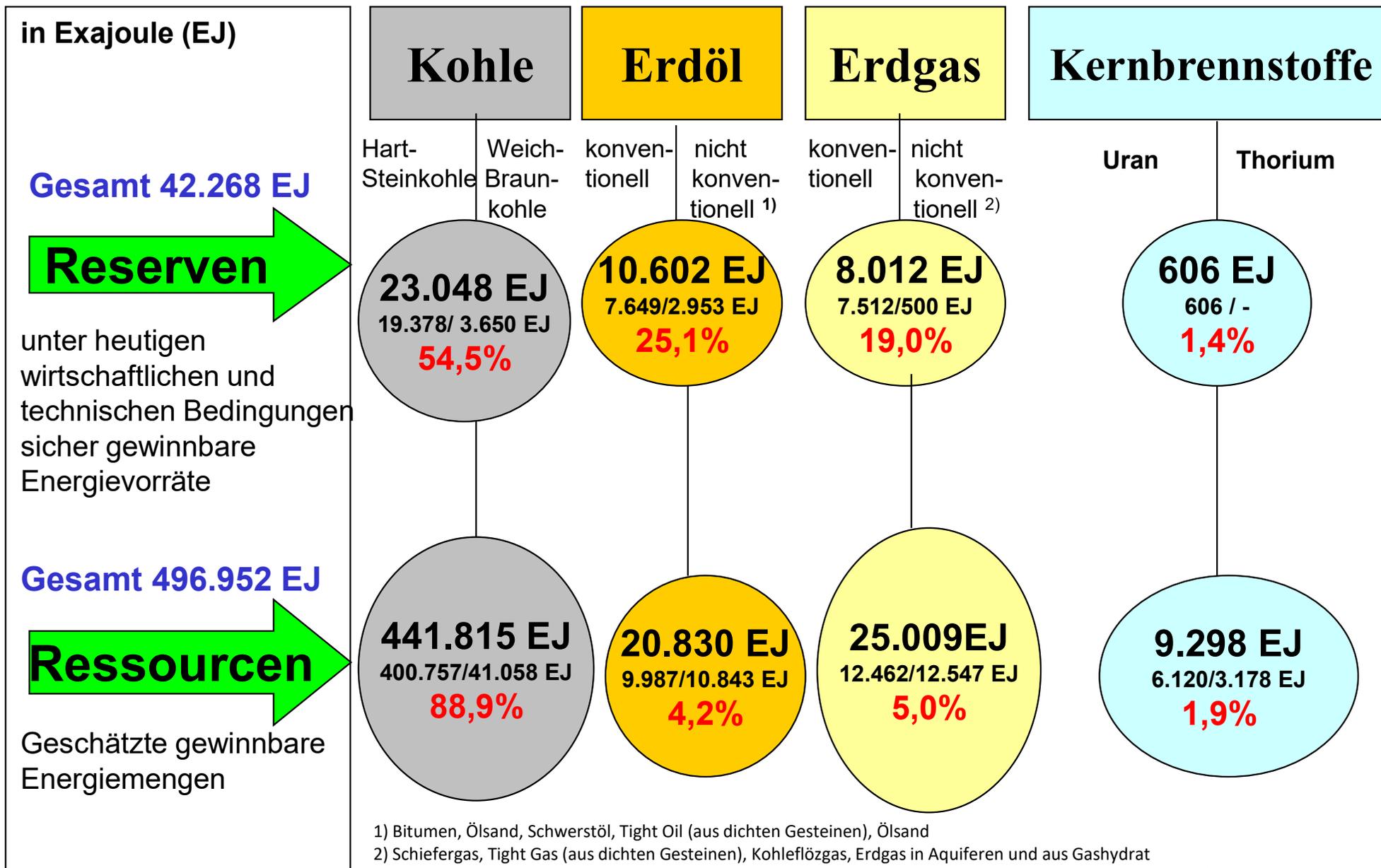
Energieeinheiten: 1 EJ = 1/3 Bill. kWh; 1 Billion kWh = 1.000 TWh (Mrd)

1 einschließlich Tight-Gas; 2 ohne Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (7.904 EJ); 3 einschließlich Antarktis für Hartkohle (3.825 EJ); 4 einschließlich Thorium Ressourcen ohne Länderzuordnung (863 EJ)

Quelle: BGR Bund – BGR Energiestudie 2023, Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung, S. 70, 2/2024

Globale Energievorräte Reserven und Ressourcen von nicht erneuerbaren Energierohstoffen mit Beitrag Erdgas im Jahr 2022 nach BGR Bund (2)

Globale Energievorräte: Reserven 42.268 EJ; Ressourcen 496.952 EJ



Grafik Bouse 2024

Globale regionale Verteilung von Förderung und Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe **mit Beitrag Erdgas 2022 nach BGR Bund (3)**

Gesamt 562,9 EJ = 156,4 Bill. kWh = 156.361 TWh (Mrd. kWh)
 Beitrag Erdgas 157,5 EJ = 43,8 Bill kWh = 43.750 TWh, Anteil 28,0%

Gesamt 573,0 EJ = 159,2 Bill. kWh = 159.167 TWh (Mrd. kWh)
 Beitrag Erdgas 154,3 EJ = 42,9 Bill kWh = 42.861 TWh, Anteil 26,9%

Tabelle A-3: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2022: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weichbraunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	6,4	8,0	1,5	3,9	-	19,9	3,5
GUS (+ GEO, UKR)	28,0	33,4	11,8	1,4	13,6	88,2	15,7
Afrika	13,9	9,7	6,0	<0,05	3,9	33,5	6,0
Naher Osten	60,2	27,6	<0,05	-	<0,05	87,9	15,6
Austral-Asien	14,3	26,1	148,8	6,5	3,2	198,9	35,3
Nordamerika	48,8	46,7	13,5	0,6	3,7	113,2	20,1
Lateinamerika	13,7	5,9	1,6	<0,05	<0,05	21,2	3,8
Welt	185,2	157,5	183,3	12,5	24,4	562,9	100,0
OECD	57,5	61,6	27,2	3,9	5,8	155,9	27,7
EU p. B. (EU-27)	0,8	1,8	1,5	2,7	-	6,8	1,2
EU-28	2,4	3,3	1,5	2,7	-	9,9	1,8
OPEC	67,1	24,9	-	-	-	92,0	16,3
OPEC+	102,6	59,7	-	-	-	162,3	28,8

Tabelle A-4: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2022: Regionale Verteilung [EJ]

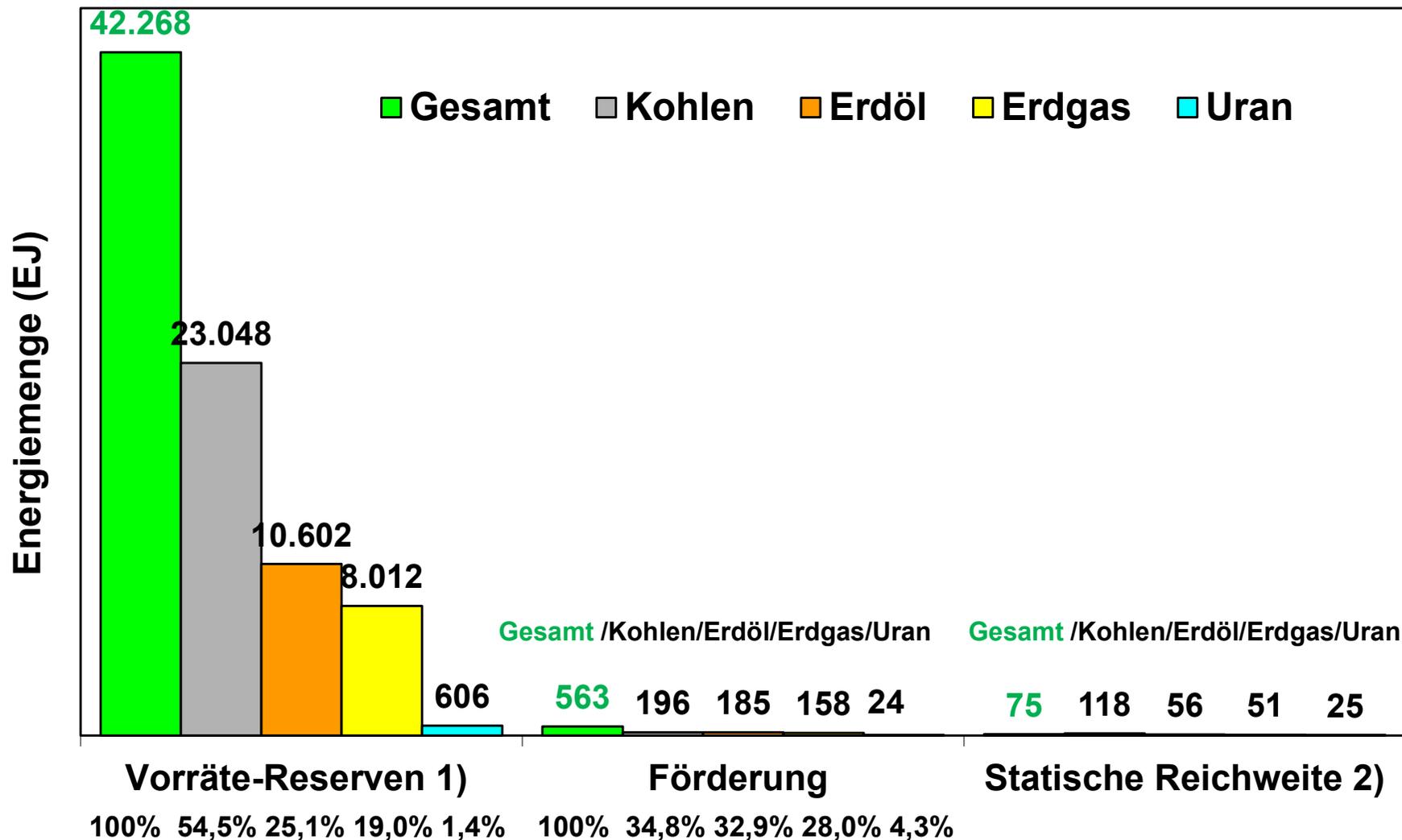
Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weichbraunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	26,9	18,7	5,8	3,9	8,0	63,3	11,1
GUS (+ GEO, UKR)	9,0	25,5	6,6	1,4	4,1	46,6	8,1
Afrika	8,8	6,1	4,4	<0,05	0,1	19,4	3,4
Naher Osten	17,8	22,3	0,3	-	0,5	40,8	7,1
Austral-Asien	67,2	33,6	153,0	6,5	9,9	270,2	47,2
Nordamerika	49,9	42,6	11,3	0,6	9,9	114,1	19,9
Lateinamerika	11,6	5,6	0,8	<0,05	0,3	18,3	3,2
Welt	191,2	154,3	182,2	12,5	32,8	573,0	100,0
OECD	91,0	69,5	26,5	3,9	20,6	211,5	36,9
EU p. B. (EU-27)	21,0	13,6	4,6	2,7	7,4	49,3	8,6
EU-28	23,5	16,3	4,8	2,7	7,8	55,2	9,6
OPEC	18,4	21,9	-	-	-	40,3	7,0
OPEC+	32,5	49,2	-	-	-	81,7	14,3

* Daten 2022 vorläufig, Stand 2/2024

- keine Reserven, Ressourcen, Förderung oder Verbrauch

Energieeinheiten: 1 EJ = 1/3 Bill. kWh; 1 Billion kWh = 1.000 TWh (Mrd)

Globale Vorräte-Reserven, Förderung und stat. Reichweite von nicht erneuerbaren Energierohstoffen 2022 nach BGR Bund (1)



Stat. Reichweite (Jahre)

Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 2/2024

Energieeinheiten: 1 EJ = 1/3 Bill. kWh; 1 Billion kWh = 1.000 TWh (Mrd)

einschließlich nicht konventionellen Energierohstoffen (z.B. Ölschiefer, Ölsande, Gashydrate)

Thorium gilt aus wissenschaftlicher Sicht als mögliche Alternative zum Uran. Derzeit wird es aber nicht für die Energieerzeugung genutzt.

1) Wirtschaftlich gewinnbare Energievorräte = Energiereserven

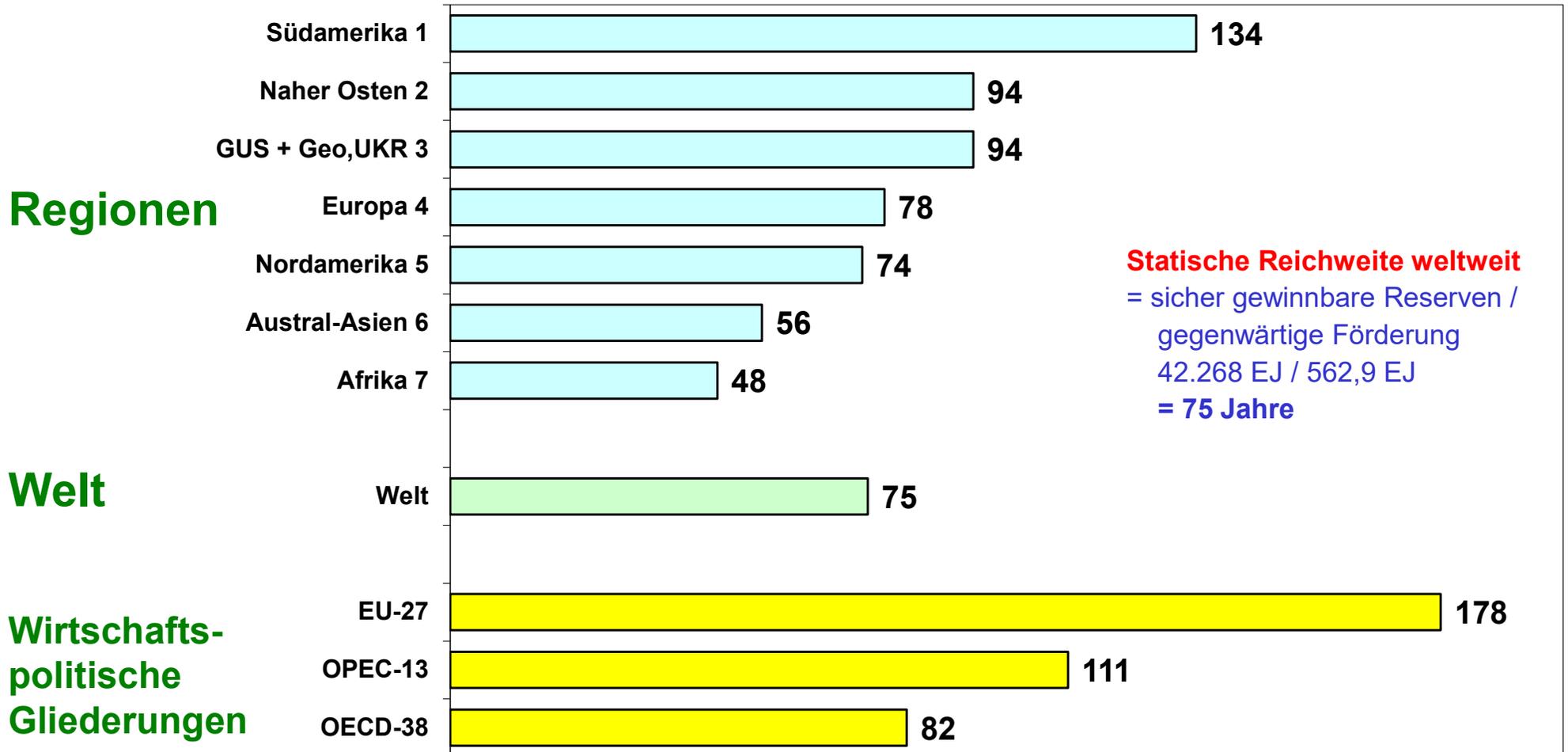
2) Stat. Reichweite = Vorräte als Reserve/Jahresförderung

3) Kohleaufteilungen: Reserven Steinkohle 19.378 EJ, Braunkohle 3.650 EJ; Förderung: Steinkohle 183,3 EJ; Braunkohle 12,5 EJ

Quelle: BGR – BGR Energiestudie 2023, Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung, S. 70/71, 2/2024

Rangfolge globale regionale Verteilung der statischen Reichweite von nicht erneuerbaren Energievorräten als sicher gewinnbare Reserven 2022 nach BGR Bund (2)

Stat. Reichweite (Jahre)^{1,2)}



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 2/2024

Energieeinheiten: 1 EJ = 1/3 Bill. kWh; 1 Billion kWh = 1.000 TWh (Mrd)

1) Welt-Reserven 42.268 EJ, davon konventionelle 35.145 EJ (83,1%) und nicht konventionelle 7.123 EJ (16,9%)

2) OECD-38 (38 Länder) OPEC-13 (13 Länder); EU-27 (27 Länder ohne Großbritannien)

Weltweite Energiesituation

Erdgas

Globale TOP 20 Erdgas-Länder nach Vorräte Ressourcen und Reserven sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen im Jahr 2022 nach BGR Bund (1)

Welt: Ressourcen 658.138 Mrd. m³

Welt: Reserven 210.843 Mrd. m³

Tabelle A-16: Erdgasressourcen 2022 [Mrd. m³]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Tight Gas	Schiefergas	Kohleflözgas
1	Russische Föderation	145.200	110.000	20.000	9.500	5.700
2	Vereinigte Staaten	108.577	31.970	11.815	60.322	4.470
3	China	63.400	20.000	10.500	22.000	10.900
4	Algerien	27.320	1.800	5.500	20.020	-
5	Kanada	26.801	6.500	k. A.	16.230	4.071
6	Saudi-Arabien	26.664	21.000	-	5.664	-
7	Argentinien	23.710	1.000	-	22.710	-
8	Australien	23.181	4.840	1.000	11.500	5.841
9	Brasilien	18.446	11.500	-	6.940	6
10	Turkmenistan	15.000	15.000	-	-	-
11	Ägypten	12.580	9.750	-	2.830	-
12	Iran	10.000	10.000	-	-	-
13	Indonesien	9.980	5.500	-	1.300	3.180
14	V. Arab. Emirate	9.065	3.250	-	5.815	-
15	Südafrika	7.277	1.000	-	5.707	570
16	Venezuela	7.130	2.400	-	4.730	-
17	Libyen	6.620	3.170	-	3.450	-
18	Vereinigtes Königreich	6.359	2.786	-	3.543	30
19	Mexiko	6.287	2.250	-	4.007	30
20	Irak	6.000	6.000	-	-	-
47	Deutschland	1.360	20	90	800	450
	sonstige Länder [123]	97.182	58.207	1.567	27.265	10.144
	Welt	658.138	327.943	50.472	234.332	45.391
	Europa	22.177	8.037	527	12.416	1.198
	GUS (+ GEO, UKR)	171.964	130.588	20.000	11.274	10.102
	Afrika	80.561	38.170	5.500	35.482	1.410
	Naher Osten	61.364	47.650	670	13.044	-
	Austral-Asien	117.677	41.354	11.690	40.740	23.894
	Nordamerika	141.664	40.720	11.815	80.558	8.571
	Lateinamerika	62.731	21.425	270	40.818	218
	OPEC	98.579	53.400	5.500	39.679	-
	OPEC-Golf	52.229	40.750	-	11.479	-
	OPEC+	261.279	172.700	26.120	55.329	7.130
	OECD	190.800	55.477	13.612	105.943	15.769
	EU p. B.	11.660	2.246	327	8.203	885
	EU-28	18.019	5.032	327	11.746	915

- keine Ressourcen bzw. keine Angaben

Tabelle A-17: Erdgasreserven 2022 [Mrd. m³]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Summe	konventionell ¹	nicht-konventionell	
				Schiefergas	Kohleflözgas
1	Russische Föderation	47.759	47.708	-	51
2	Iran	33.988	33.988	-	-
3	Katar	23.831	23.831	-	-
4	Vereinigte Staaten	16.394	5.242	11.152	k. A.
5	Turkmenistan	13.950	13.950	-	-
6	Saudi-Arabien	9.318	9.318	-	-
7	V. Arab. Emirate	8.201	8.201	-	-
8	China	6.339	5.412	561	366
9	Nigeria	5.913	5.913	-	-
10	Venezuela	5.542	5.542	-	-
11	Irak	3.714	3.714	-	-
12	Mosambik	2.832	2.832	-	-
13	Kanada	2.464	2.441	k. A.	23
14	Algerien	2.279	2.279	-	-
15	Malaysia	2.152	2.152	-	-
16	Aserbaidschan	1.917	1.917	-	-
17	Usbekistan	1.846	1.846	-	-
18	Kasachstan	1.830	1.830	-	-
19	Australien	1.815	1.066	k. A.	749
20	Ägypten	1.784	1.784	-	-
75	Deutschland	20	20	-	-
	sonstige Länder [82]	16.955	16.697	192	66
	Welt	210.843	197.684	11.904	1.255
	Europa	2.131	2.120	-	11
	GUS (+ GEO, UKR)	68.429	68.379	-	51
	Afrika	15.980	15.980	-	-
	Naher Osten	82.986	82.986	-	-
	Austral-Asien	14.696	12.965	561	1.170
	Nordamerika	19.170	7.995	11.152	23
	Lateinamerika	7.450	7.258	192	-
	OPEC	72.894	72.894	-	-
	OPEC-Golf	57.005	57.005	-	-
	OPEC+	127.812	127.761	-	51
	OECD	24.099	12.165	11.152	783
	EU p. B.	459	448	-	11
	EU-28	605	594	-	11

¹ einschließlich Tight Gas

k. A. = keine Angaben

- keine Reserven

Globale TOP 20 Erdgas-Länder nach Förderung und Verbrauch sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen 2020-2022 nach BGR Bund (2)

Jahr 2022 Welt: Förderung 4.143,6 Mrd. m³

Jahr 2022 Welt: Verbrauch 4.060,4 Mrd. m³

Tabelle A-18: Erdgasförderung 2020 bis 2022

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2020	2021 [Mrd. m ³]	2022	Anteil [%]		Veränderung	
					Land	kum.	2021/22	[%]
1	Vereinigte Staaten	947,7	967,9	1.014,9	24,5	24,5	47,0	4,9
2	Russische Föderation	693,4	762,5	674,3	16,3	40,8	-88,2	-11,6
3	Iran	253,8	257,1	262,3	6,3	47,1	5,1	2,0
4	China	204,8	218,3	223,9	5,4	52,5	5,6	2,5
5	Kanada	158,3	174,7	185,0	4,5	57,0	10,3	5,9
6	Katar	184,9	177,0	178,4	4,3	61,3	1,4	0,8
7	Australien	153,6	157,0	153,2	3,7	65,0	-3,8	-2,4
8	Norwegen	110,0	115,2	123,8	3,0	68,0	8,5	7,4
9	Saudi-Arabien	119,0	120,5	122,9	3,0	70,9	2,4	2,0
10	Algerien	85,1	105,0	100,5	2,4	73,3	-4,5	-4,3
11	Malaysia	73,2	74,2	82,4	2,0	75,3	8,2	11,1
12	Turkmenistan	81,7	87,7	78,3	1,9	77,2	-9,4	-10,7
13	Ägypten	62,1	70,3	64,5	1,6	78,8	-5,8	-8,3
14	Indonesien	59,2	59,0	57,4	1,4	80,2	-1,6	-2,6
15	V. Arab. Emirate	52,2	56,8	55,6	1,3	81,5	-1,2	-2,1
16	Argentinien	45,1	45,3	48,4	1,2	82,7	3,1	6,9
17	Usbekistan	44,5	46,4	45,8	1,1	83,8	-0,6	-1,4
18	Nigeria	50,0	48,6	44,3	1,1	84,8	-4,3	-8,8
19	Oman	36,9	41,8	42,1	1,0	85,9	0,3	0,7
20	Vereinigtes Königreich	39,8	32,5	37,8	0,9	86,8	5,3	16,3
49	Deutschland	5,7	5,7	5,0	0,1	98,9	-0,7	-12,1
	sonstige Länder [68]	558,8	555,5	542,9	13,1	100,0	-12,7	-2,3
	Welt	4.019,7	4.179,0	4.143,6	100,0	-	-35,4	-0,8
	Europa	202,2	196,2	210,5	5,1	-	14,3	7,3
	GUS (+ GEO, UKR)	890,3	976,7	879,1	21,2	-	-97,6	-10,0
	Afrika	245,0	270,1	255,8	6,2	-	-14,3	-5,3
	Naher Osten	705,0	715,2	727,3	17,6	-	12,1	1,7
	Austral-Asien	682,0	696,9	687,8	16,6	-	-9,2	-1,3
	Nordamerika	1.136,1	1.170,4	1.228,1	29,6	-	57,7	4,9
	Lateinamerika	159,2	153,6	155,1	3,7	-	1,5	0,9
	OPEC	632,9	655,5	654,7	15,8	-	-0,8	-0,1
	OPEC-Golf	448,3	456,5	464,4	11,2	-	7,9	1,7
	OPEC+	1.547,0	1.651,7	1.571,3	37,9	-	-80,4	-4,9
	OECD	1.514,9	1.550,6	1.620,5	39,1	-	70,0	4,5
	EU p. B.	51,4	47,6	48,1	1,2	-	0,5	1,1
	EU-Z8	91,2	80,1	85,9	2,1	-	5,8	7,3

Tabelle A-19: Erdgasverbrauch 2022

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mrd. m ³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Vereinigte Staaten	915,1	22,5	22,5
2	Russische Föderation	504,5	12,4	35,0
3	China	358,3	8,8	43,8
4	Iran	253,5	6,2	50,0
5	Kanada	121,6	3,0	53,0
6	Saudi-Arabien	120,4	3,0	56,0
7	Japan	100,5	2,5	58,5
8	Mexiko	83,1	2,0	60,5
9	Deutschland	80,6	2,0	62,5
10	Vereinigtes Königreich	72,7	1,8	64,3
11	V. Arab. Emirate	69,8	1,7	66,0
12	Italien	68,6	1,7	67,7
13	Ägypten	62,7	1,5	69,2
14	Korea, Rep.	61,9	1,5	70,8
15	Indien	58,2	1,4	72,2
16	Algerien	51,4	1,3	73,5
17	Türkei	51,0	1,3	74,7
18	Malaysia	49,4	1,2	75,9
19	Argentinien	49,0	1,2	77,1
20	Usbekistan	48,3	1,2	78,3
	sonstige Länder [92]	879,8	21,7	100,0
	Welt	4.060,4	100,0	-
	Europa	492,0	12,1	-
	GUS (+ GEO, UKR)	670,1	16,5	-
	Afrika	161,2	4,0	-
	Naher Osten	585,6	14,4	-
	Austral-Asien	883,5	21,8	-
	Nordamerika	1.119,9	27,6	-
	Lateinamerika	148,2	3,6	-
	OPEC	577,0	14,2	-
	OPEC-Golf	484,9	11,9	-
	OPEC+	1.294,7	31,9	-
	OECD	1.828,8	45,0	-
	EU p. B.	357,1	8,8	-
	EU-Z8	429,8	10,6	-

Globaler Überblick Erdgasstruktur 2022 nach BGR Bund (3)

Grafiküberblick:

Strukturdaten:

Vorräte ¹⁾

- Gesamte Vorräte

869,0 Bill. m³ = 33.021 EJ

- Ressourcen

658,1 Bill. m³ = 25.009 EJ

- Reserven

210,9 Bill. m³ = 8.012 EJ

Förderung

4,1 Bill. m³ = 157,5 EJ

Verbrauch

4,1 Bill. m³ = 154,3 EJ

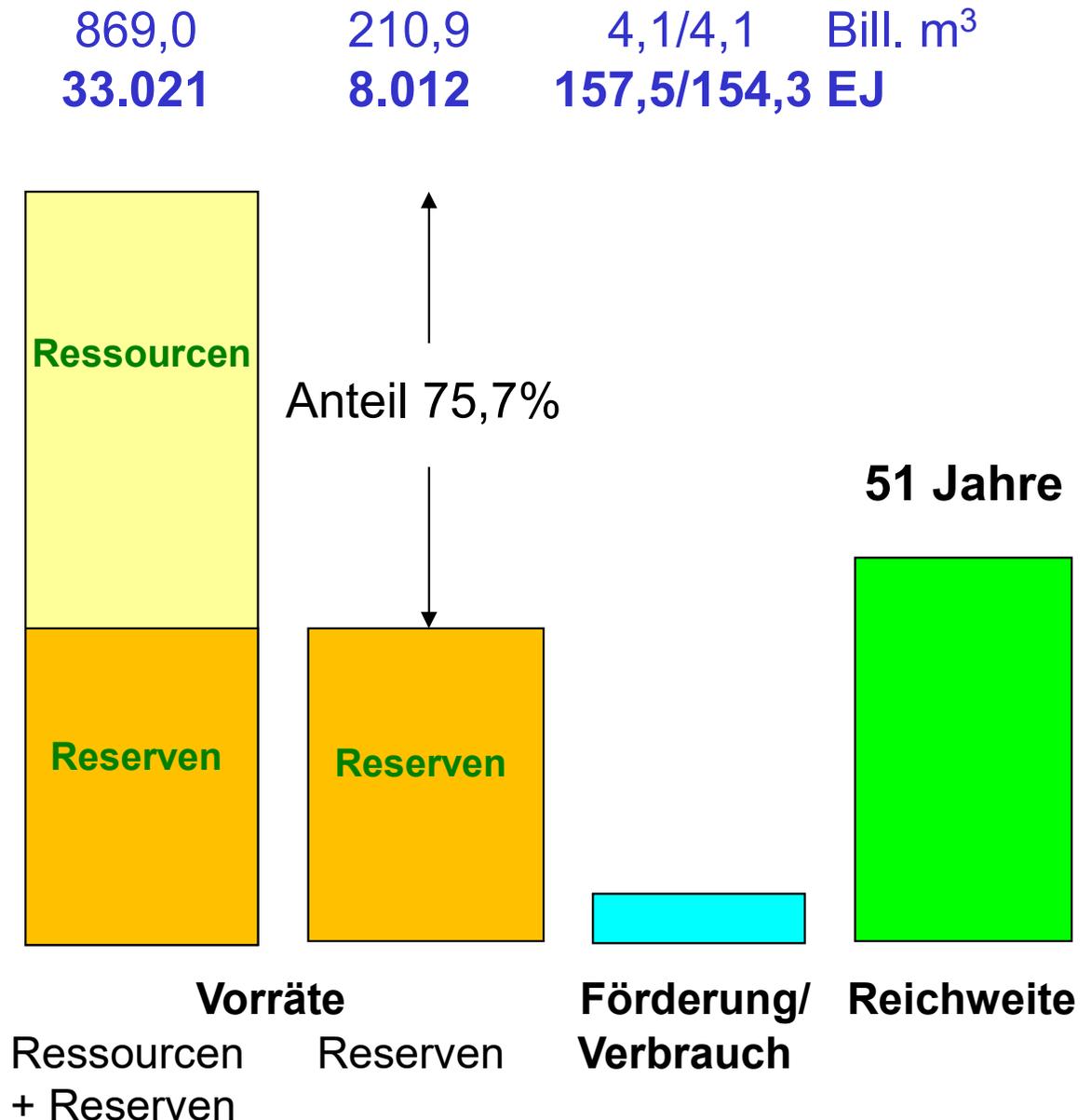
Statische Reichweite

gewinnbare Reserven/
gegenwärtige Förderung 51 Jahre

* Energieeinheit 2020 Ho 2022 1 m³ Erdgas = 38,8 MJ = 10,8 kWh

1) Einschließlich nicht konventionelle Reserven/Ressourcen

Quelle: BGR Bund – BGR Energiestudie 2023, Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung, S. 89-92, 2/2024



Globaler Überblick Erdgasstruktur 2022 nach BGR Bund (4)

<p>Zusätzlich gewinnbare Ressourcen Gesamt: 658,1 Bill. m³ = 25.009 EJ</p>	<p>Förderung Gesamt: 4,1 Bill. m³ = 157,5 EJ</p>	<p>Statische Reichweite</p>
<p>3 Länderanteile: 48,2% Russland, USA, China</p> <p>3 Regionalanteile: 65,4% GUS +, Nordamerika, Austral-Asien,</p> <p>3 Wirtschaftspolitische Anteile: OECD 29,0%, OPEC 15,0%, EU-27 1,8%</p>	<p>3 Länderanteile: 47,1 % USA, Russland, Iran,</p> <p>3 Regionalanteile: 68,3% Nordamerika, GUS +, Naher Osten</p> <p>3 Wirtschaftspolitische Anteile: OECD 39,1%, OPEC 15,8%, EU-27 1,2%</p>	<p>51 a</p> <p>Sicher gewinnbare Reserven / gegenwärtige Förderung</p>
<p>Sicher gewinnbare Reserven Gesamt: 210,9 Bill. m³ = 8.012 EJ</p>	<p>Verbrauch Gesamt: 4,1 Bill. m³ = 154,3 EJ</p>	<p>Mengen/ Energieeinheit</p>
<p>3 Länderanteile: 50,1 % Russland, Iran, Katar</p> <p>3 Regionalanteile: 81,0% Naher Osten, GUS +, Nordamerika</p> <p>3 Wirtschaftspolitische Anteile: OPEC-34,6%, OECD 11,4%, EU-27 0,2%</p>	<p>6 Länderanteile: 43,7 % USA, Russland, China,</p> <p>3 Regionalanteile: 65,9% Nordamerika, Austral-Asien, GUS +</p> <p>3 Wirtschaftspolitische Anteile: OECD 45,0%, OPEC 14,2%, EU-27 8,8%</p>	<p>Mengeneinheit m³</p> <p>Energieeinheit oberer Heizwert = Brennwert Ho 2020 1 m³ = 38 MJ = 10,56 kWh</p>

* OECD-38, 38 Länder; OPEC-13, 13 Länder enthält OPEC-Golf, 5 Länder; EU-27 27 Länder; EU-27, GUS + (GEO, UKR)

Globale TOP 20 Länder Erdgasexporte sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen im Jahr 2022 (1)

Welt 1.469,9 Mrd. m³ ; EU-27 256,5 Mrd. m³ (17,5%) ; D 50,7 Mrd. m³ (3,4%)

Tabelle A-20: Erdgasexport 2022

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mrd. m ³]	Anteil [%] Land	Anteil [%] kumuliert
1	Vereinigte Staaten	195,2	13,3	13,3
2	Russische Föderation	184,4	12,5	25,8
3	Katar	134,5	9,2	35,0
4	Norwegen	122,0	8,3	43,3
5	Australien	106,3	7,2	50,5
6	Kanada	84,9	5,8	56,3
7	Deutschland	50,7	3,4	59,7
8	Algerien	48,9	3,3	63,1
9	Belgien	45,2	3,1	66,1
10	Niederlande	41,1	2,8	68,9
11	Malaysia	41,0	2,8	71,7
12	Turkmenistan	35,7	2,4	74,1
13	Nigeria	32,2	2,2	76,3
14	Vereinigtes Königreich	23,5	1,6	77,9
15	Aserbaidschan	22,4	1,5	79,5
16	Slowakei	19,3	1,3	80,8
17	Österreich	19,1	1,3	82,1
18	Iran	18,8	1,3	83,3
19	Indonesien	18,8	1,3	84,6
20	Tschechien	18,5	1,3	85,9
	sonstige Länder [38]	207,5	14,1	100,0
	Welt	1.469,9	100,0	-
	Europa	402,6	27,4	-
	GUS (+ GEO, UKR)	254,5	17,3	-
	Afrika	111,5	7,6	-
	Naher Osten	186,7	12,7	-
	Austral-Asien	204,2	13,9	-
	Nordamerika	280,1	19,1	-
	Lateinamerika	30,4	2,1	-
	OPEC	122,9	8,4	-
	OPEC-Golf	26,1	1,8	-
	OPEC+	403,7	27,5	-
	OECD	783,8	53,3	-
	EU p. B. (EU-27)	256,5	17,5	-
	EU-28	280,0	19,0	-

Globale TOP 20 Länder Erdgasimporte sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen im Jahr 2022 (2)

Welt 1.425,3 Mrd. m³ ; EU-27 599,9 Mrd. m³ (41,1%) ; D 137,4 Mrd. m³ (9,6%)

Tabelle A-21: Erdgasimport 2022

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

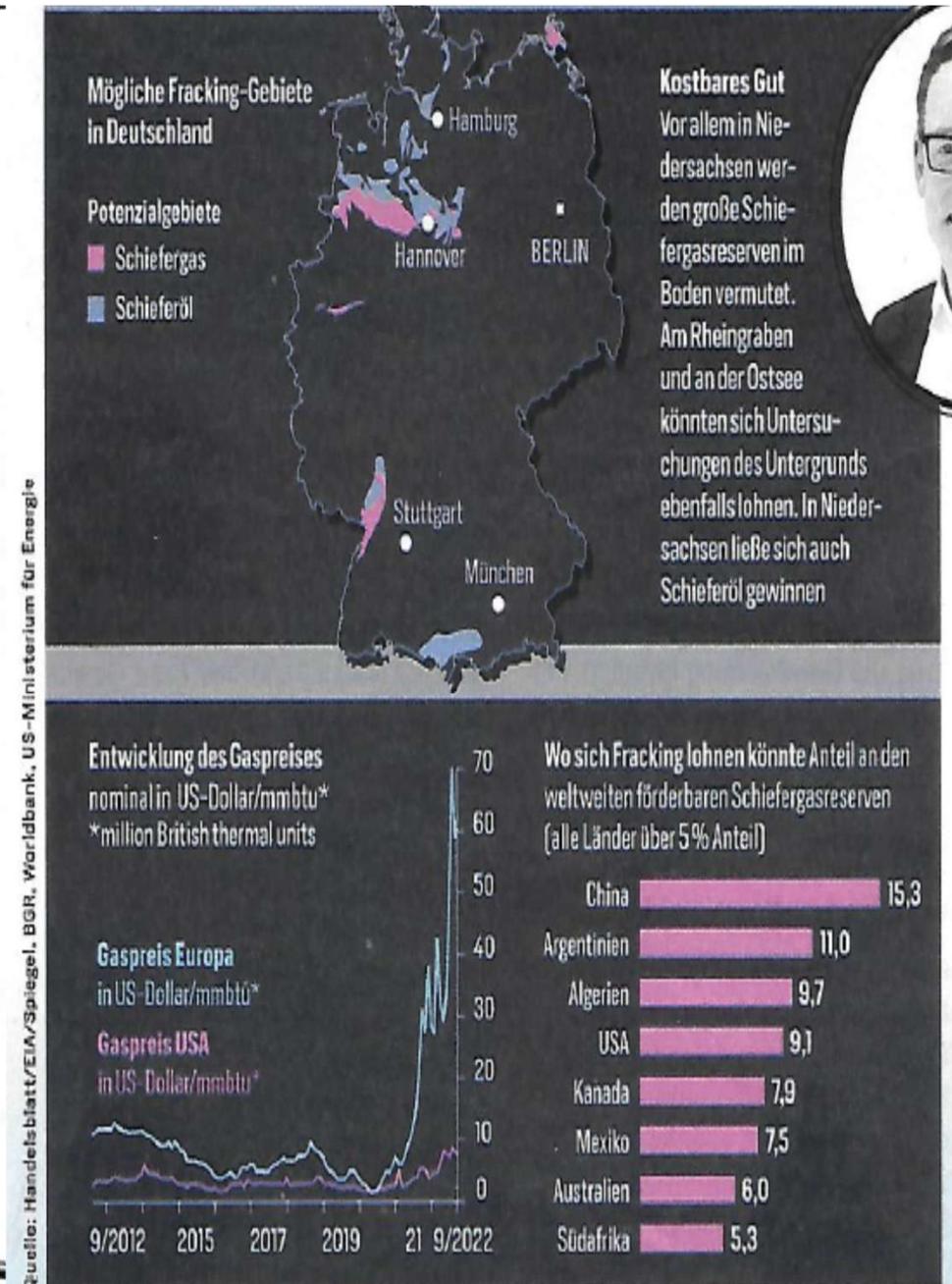
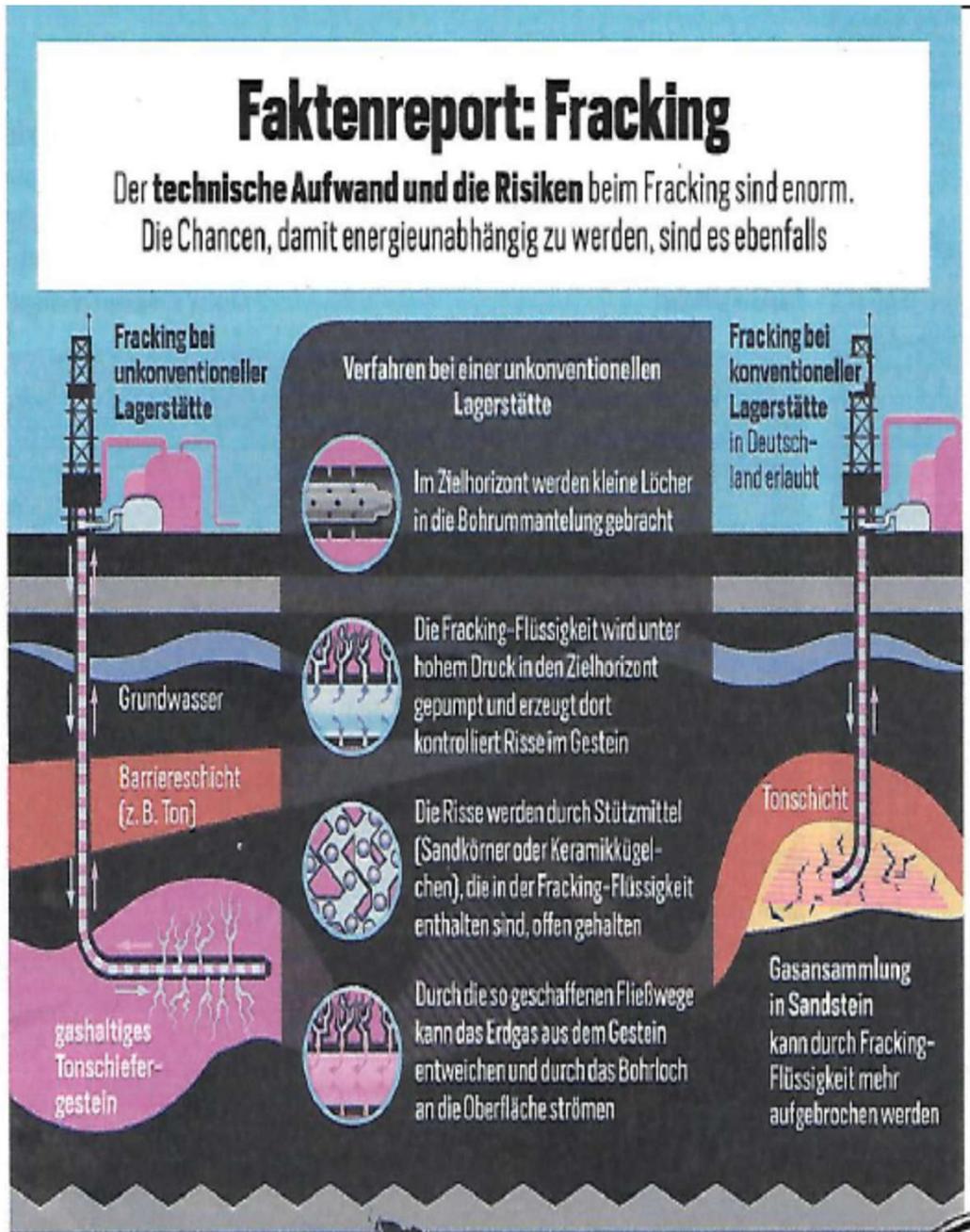
Rang	Land/Region	[Mrd. m ³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	151,3	10,6	10,6
2	Deutschland	137,4	9,6	20,3
3	Japan	93,8	6,6	26,8
4	Vereinigte Staaten	85,6	6,0	32,8
5	Italien	72,4	5,1	37,9
6	Niederlande	61,9	4,3	42,3
7	Belgien	61,1	4,3	46,5
8	Korea, Rep.	60,7	4,3	50,8
9	Mexiko	57,4	4,0	54,8
10	Vereinigtes Königreich	56,5	4,0	58,8
11	Frankreich	55,3	3,9	62,7
12	Türkei	54,7	3,8	66,5
13	Spanien	39,7	2,8	69,3
14	Österreich	31,2	2,2	71,5
15	Indien	29,1	2,0	73,5
16	Tschechien	27,1	1,9	75,4
17	Taiwan	26,7	1,9	77,3
18	Slowakei	25,5	1,8	79,1
19	Kanada	21,8	1,5	80,6
20	V. Arab. Emirate	21,8	1,5	82,2
	sonstige Länder [55]	254,4	17,8	100,0
	Welt	1.425,3	100,0	-
	Europa	717,6	50,4	-
	GUS (+ GEO, UKR)	39,8	2,8	-
	Afrika	11,5	0,8	-
	Naher Osten	44,5	3,1	-
	Austral-Asien	424,8	29,8	-
	Nordamerika	164,8	11,6	-
	Lateinamerika	22,3	1,6	-
	OPEC	38,7	2,7	-
	OPEC-Golf	38,7	2,7	-
	OPEC+	113,5	8,0	-
	OECD	1.019,8	71,6	-
	EU p. B. (EU-27)	599,9	42,1	-
	EU-28	656,5	46,1	-

Beispiele aus der Praxis

Globales Beispiel für LNG-Flüssiggastransporte mit Schiffen 2022



Faktenreport Fracking in Deutschland ? und weltweit bis 9/2022



„Zur Schiefergasförderung sollte es jetzt eine Debatte geben“

Ludwig Möhring, Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie

5 Argumente... gegen Fracking-Gas

Deutschland muss unabhängig von ausländischem Gas werden. Doch Schiefergas ist nicht die Lösung



VON MARIO WÖSSNER
mario.woessner@suedkurier.de

1 Zu große Risiken für Mensch und Natur. Die umstrittene Fracking-Methode ist in Deutschland nicht umsonst verboten. Um das Erdgas aus den Gesteinsschichten zu lösen, muss eine Mischung mit Chemikalien in den Boden gepresst werden. Diese sind teilweise krebserregend und giftig und können Grund- und Oberflächenwasser verschmutzen. Auch wenn es inzwischen harmlosere Frack-Flüssigkeiten gibt, sehen Toxikologen und Geologen ein weiteres Problem: Wenn das Wasser wieder aus dem Bohrloch nach oben strömt, bringt es aus dem Gestein gelöste Gifte mit: Arsen, Brom, radioaktives Strontium. In den USA findet Fracking häufig in Wüsten statt. Dort lässt man das giftige Gebräu einfach verdunsten. Doch in Deutschland ist es kühler und feuchter, die Masse müsste in leere unterirdische Gasspeicher zurückgepresst werden. Hinzu kommt, dass beim Fracking Methan freigesetzt wird und Erdbeben entstehen können. Die Risiken für Mensch und Natur bleiben groß.

2 Deutschland ist zu dicht besiedelt. Der Vergleich mit den USA offenbart das zweite Problem: die Bevölkerungsdichte. Fracking benötigt viel Platz, denn die Gasvorkommen sind schnell erschöpft. In den USA befinden sich teils über Hunderte Kilometer hinweg alle paar Hundert Meter Bohrlöcher. Im dünn besiedelten Amerika mit großen Wüsten kaum ein Problem – in Deutschland un-

Was ist Fracking?

FDP-Chef Christian Lindner wirbt in der aktuellen Energiekrise ebenso wie Teile der CDU für Fracking in Deutschland. Fracking steht für Hydraulic Fracturing (fracture = aufbrechen), ein Verfahren, um in tiefen Gesteinsschichten eingeschlossenes Erdöl und vor allem -gas zu gewinnen. Dazu wird ein Gemisch aus Wasser, Sand und Chemikalien tief ins Gestein gepresst, um Risse zu erzeugen, durch die das Gas entweichen kann. Dabei wird unterschieden zwischen Schiefergas, das im Muttergestein eingeschlossen ist (unkonventionelles Fracking), und Tight Gas, das bereits in höhere Schichten entwichen ist (konventionelles Fracking). Ersteres ist in Deutschland verboten.

denkbar. Der Bundesverband für Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG) verweist auf neue Methoden, mit denen man von einem Bohrloch aus horizontal mehrere Felder über Quadratkilometer hinweg erschließen könne. Doch dafür müssten die Vorkommen erst einmal sicher festgestellt werden.

3 Die Größe der Gasvorkommen ist unklar. Vor allem im Nordwesten Deutschlands gibt es große Mengen Schiefergestein, in dem sich laut Schätzungen theoretisch genug Erdgas befindet, um bis zu 20 Prozent des deutschen Bedarfs über Jahre zu sichern. Der Branchenverband BVEG schränkt aber ein, dass davon nur die Hälfte wirtschaftlich nutzbar sein könnte. Zudem gehen die Schätzungen über die Größe der Vorkommen weit auseinander. Das zeigt: Wissenslücken und Unsicherheit über die förderbare Menge sind groß.

4 Keine kurzfristige Lösung in der Energiekrise. Doch selbst wenn alle Risiken beherrschbar und die Vorkommen ausreichend sein sollten – Fracking ist keine kurzfristige Lösung für die aktuelle Energiekrise. Gesellschaftliche Debatten, Gesetzesänderungen, Erkundung von und Probebohrungen in Fördergebieten: Das alles wäre ein langer Prozess. Experten schätzen, dass erst nach zwei bis vier Jahren die ersten Förderungen möglich wären. Bis eine komplette Industrie aus Förderanlagen, Bohrtürmen und Co. aufgebaut und relevante Fördermengen möglich sind, würden vermutlich zehn Jahre vergehen. In der aktuellen Krise hilft das nicht – es bliebe lediglich die Nutzung als Brückentechnologie, bis die Erneuerbaren ausgebaut sind.

5 Zu teuer und aufwendig für eine Brückentechnologie. Doch dafür dürften Aufwand und Kosten des Frackings zu hoch sein. Ab spätestens 2045 will Deutschland klimaneutral sein und nicht mehr Erdgas, sondern lediglich Wasserstoff verbrennen. Wenn der Ausbau der Fracking-Anlagen tatsächlich zehn Jahre dauert, blieben nur rund zehn Jahre zur Nutzung der Technologie. Ökonomen bezweifeln, dass es sinnvoll ist, eine so aufwendige Technologie neu aufzubauen, nur, um sie nach zehn Jahren wieder einzumotten. Sinnvoller wäre es, diesen enormen Aufwand an Zeit und Geld in die Entwicklung von zukunftsträchtigen Energieformen zu stecken: Photovoltaik, Windkraft, Wasserstoff und Speicher.

Das lesen Sie zusätzlich online



Weihnachtsmärkte wieder absagen? Auf keinen Fall!
www.sk.de/11347173

Fazit und Ausblick

Fazit und Ausblick

Globale Energie- und Stromversorgung 2022, Ausblick bis 2030 (1)

Bestimmend für den globalen Energiesektor im Jahr 2022 war die mit dem Angriff der Russischen Föderation auf die Ukraine verbundene Energiekrise und die damit verbundenen weltweiten Marktturbulenzen bei fossilen Energierohstoffen.

Im Laufe des Jahres 2022 stellte die Russische Föderation die pipelinegebundenen Erdgaslieferungen nach Europa weitgehend ein. Dies sorgte für einen enormen Nachfrageschub nach LNG mit starken Preissprüngen der globalen LNG-Spotmarktpreise, insbesondere für Abnehmer in Europa. Die Europäische Union (EU-27) importierte 62% mehr LNG als im Vorjahr, insgesamt rund 124 Mrd. m³.

Die Russische Föderation drosselte die Erdgasförderung um 12%, da ein erheblicher Teil des Erdgasexportes durch Pipelines auf den europäischen Markt ausgerichtet war. Insgesamt

emissionen. Von großer Bedeutung ist dabei Methan, der Hauptbestandteil von kommerziell genutztem Erdgas. Es ist das zweitwichtigste Treibhausgas mit einem vielfach höheren Erderwärmungspotenzial als Kohlenstoffdioxid. Gelangt daher auch nur wenig Erdgas bei der Förderung oder dem Transport in die Atmosphäre, wirkt sich das entsprechend negativ auf die Klimabilanz von Erdgas aus. Als Beitrag zur Diskussion über die Klimabilanz von LNG und Pipeline-gebundenen Erdgaslieferungen in die EU, wurden in dieser Studie für die 16 bedeutendsten Lieferländer die Erdgas-Vorkettenemissionen erfasst und berechnet. Im Ergebnis zeigt sich: Erdgas aus Norwegen - überwiegend per Pipeline über relativ kurze Distanzen angeliefert - weist mit Abstand die beste Klimabilanz auf.

Im Zuge der Energiekrise in 2022 erhöhten sich die deutschen Hartkohlenimporte auf 42,3 Mt und damit um fast 10% gegenüber 2021. Die

sank der russische Erdgasexport in 2022 um 60 Mrd. m³.

In Deutschland kam es nicht zur befürchteten Erdgasmangellage, unter anderem weil in 2022 rd. 16% weniger Erdgas verbraucht wurde. Ende 2022 wurde das erste schwimmende LNG-Importterminal in Deutschland in Betrieb genommen und trägt seitdem zur Versorgung mit Erdgas bei (Kapazität rd. 5 Mrd. m³ pro Jahr). Weitere LNG-Terminals befinden sich derzeit an fünf Standorten in Planung oder Bau. Im Jahr 2022 blieb Katar weltweit noch der größte LNG-Exporteur. In 2023 wurde es von den USA überholt, durch erheblichen Zubau von LNG-Verflüssigungsterminals vor allem im Golf von Mexiko. Die Vereinigten Staaten sind mit einem Anteil von 43% bereits der größte LNG-Lieferant für die Europäische Union.

Förderung, Transport und Nutzung von Erdgas führt allerdings zu erheblichen Treibhausgas-

russischen Einfuhren nach Deutschland haben sich aufgrund des im August 2022 als Reaktion auf den Ukraine-Krieg in Kraft getretenen Kohleembargos gegen die Russische Föderation signifikant verringert. Dagegen verzeichneten insbesondere die Einfuhren aus Kolumbien, Südafrika und den Vereinigten Staaten kräftige Zuwächse, was den Ausfall russischer Lieferungen kompensierte. Allerdings blieb trotz des seit August wirksamen Embargos die Russische Föderation auch in 2022 mit rund 12,9 Mt der größte Hartkohlenlieferant.

Neben den Auswirkungen des Krieges auf die globalen Märkte für Erdgas und Kohle veränderten sich auch die Handelsströme für Erdöl deutlich. Die EU verhängte im Juni 2022 Sanktionen gegen die Russische Föderation, die unter anderem den Erwerb, die Einfuhr oder die Weiterleitung von Rohöl und bestimmten Erdöl-erzeugnissen auf dem Seeweg aus Russland in die EU verbot. Die Beschränkungen galten ab

einem sonnenreichen Jahr in 2022 einen neuen Höchststand. Aus Windkraft wurden insgesamt 125 Mrd. kWh Strom erzeugt, womit Windkraft einen Anteil von 23% am deutschen Strommix aufwies und erneut vor der Braunkohle an erster Stelle der Stromerzeugung stand. Am Primärenergieverbrauch erreichten Windkraft und Photovoltaik zusammen einen Anteil von knapp 6%. Die restlichen 11, 2% erneuerbare Energien am Primärenergieverbrauchsmix Deutschlands entfallen vor allem auf Biomasse, gefolgt von Abfällen, Geothermie und Wasserkraft. In der EU deckten erneuerbare Energien 22% des Energieverbrauchs.

Noch im ersten Halbjahr 2022 machten die Lieferungen an Erdöl, Erdgas und Steinkohle aus Russland nach Deutschland einen Anteil von über 40% an den Gesamtimporten aus. In Folge des Embargos und der Lieferstopps wurde diese Importe aus der Russischen Föderation im ersten Halbjahr 2023 bereits fast vollständig eingestellt. (Abb. 1-1). Dies konnte einerseits durch Einsparungen und insgesamt weniger Importe in 2023 und andererseits durch eine Diversifizierung bzw. Erhöhung der Importquoten aus anderen Lieferländern kompensiert werden. Zusätzlich wurde diese Entwicklung durch verstärkte Nutzung inländischer Energiequellen flankiert, wie erneuerbare Energien und Braunkohle.

Mit der Abschaltung der letzten drei deutschen Kernkraftwerke am 15. April 2023 wurde die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland beendet. Weltweit hingegen wird die Kernenergie mit dem Bau weiterer Kernkraftwerke vorangetrieben. Besonders der wachsende Energiebedarf in Asien ist hier ein Treiber. Mehrere asiatische Staaten streben den Einstieg in die Nutzung der Kernenergie an. Insgesamt sind in Asien 121 Reaktoren in Betrieb und 38 im Bau, davon allein 21 in China. Dieser Trend wird sich in Zukunft voraussichtlich weiter verstärken. Trotz des zu erwartenden Rückgangs der Nachfrage aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland wird Uran auch in Europa als Energierohstoff voraussichtlich langfristig Bestand haben.

Erneuerbare Energien hatten einen Anteil von rd. 45% an der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2022, wobei Windkraft und Photovoltaik den größten Anteil aufwiesen. Photovoltaik-Strom erreichte durch starken Zubau und

Der Anteil der fossilen Energieträger am deutschen Primärenergieverbrauch (PEV) lag im Jahr 2022 bei rund 79% (Abb. 1-2) und nahm damit um 1,6 Prozentpunkte zu. Der wichtigste Energieträger blieb Mineralöl (35,3%), gefolgt von Erdgas (23,7%), erneuerbare Energien (17,2%), Kohle (10% Braun- und 9,8% Steinkohle) und den Kernbrennstoffen (3,2%). Im Energiemix weiteten Braunkohle, Steinkohle, erneuerbare Energien und Mineralöl ihre Anteile gegenüber dem Vorjahr aus. Der Erdgasanteil dagegen nahm um 3 Prozentpunkte ab.

Die Geothermie kann zur langfristigen Erreichung der Klimaziele einen bedeutenden Baustein darstellen. In Deutschland wurden zahlreiche Fördermaßnahmen und Projekte in den letzten Jahren aufgelegt, die eine schnelle Erhöhung des Anteils an Flacher- und Mitteltiefer Geothermie im Wärmesektor zum Ziel haben. Zudem rückten Berichte über hohe Lithiumgehalte in tiefen geothermalen Solen, die Tiefe Geothermie 2022 als potentielle Lithiumressource in den Fokus der Forschung und Entwicklung. Eine Lithiumgewinnung aus geothermalen Wässern zusätzlich zur Wärme- und Stromproduktion könnte die Wirtschaftlichkeit von Geothermianlagen signifikant erhöhen und auch die Abhängigkeit von Lithiumimporten reduzieren.

Wasserstoff – insbesondere regenerativ erzeugter Wasserstoff – ist ein zentraler Bestandteil

Fazit und Ausblick

Globale Energie- und Stromversorgung 2022, Ausblick bis 2030 (2)

zur Erreichung der Klimaziele. In Deutschland sieht die „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie“ vom Juli 2023 eine Verdoppelung der inländischen Elektrolysekapazitäten von 5 GW auf mindestens 10 GW bis zum Jahr 2030 vor. Bis ausreichend regenerative Elektrolysekapazität vorhanden ist, wird Wasserstoff auch mittels kohlenstoffhaltiger Rohstoffe erzeugt werden müssen, wie etwa aus Erdgas mit CCS, aus Methanpyrolyse und aus Abfall und Reststoffen. Die installierte Elektrolysekapazität zur Herstellung von Wasserstoff betrug im Jahr 2022 rund 0,063 GW in Deutschland. Damit liegt Deutschland global an zweiter Stelle hinter China mit einer installierten Elektrolysekapazität von rund 0,2 GW.

Nicht nur für das Hochfahren der Wasserstoffwirtschaft ist ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig. Mit dem geplanten und fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland wird der Anteil der erneuerbaren Energien auch künftig wachsen. Um im Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen,

folgt von Saudi-Arabien (573 Mt) und Russischer Föderation (535 Mt). 55 % der globalen Ölförderung sind auf die OPEC+-Staaten konzentriert, die auch 68 % der Erdölexporte kontrollieren. Der traditionell in der US-amerikanischen Währung stattfindende weltweite Erdölhandel wird zunehmend von China umgestaltet. Neben Russland und dem Iran plant China den Handel mit Erdöl und Erdgas zukünftig auch mit Saudi-Arabien in der eigenen Währung abzuwickeln.

Auch die globale Hartkohlenförderung erhöhte sich im Jahr 2022 auf rund 7,54 Gt, was einem Zuwachs um 8,1 % gegenüber dem Vorjahr entspricht und damit der mit Abstand höchsten globalen Zuwachsrate in den vergangenen 10 Jahren. Die größten Förderzuwächse in 2022 gegenüber dem Vorjahr zeigten China (+10,6 %), Indien (+14,8 %) und Indonesien (+12,8 %). Auf diese drei größten Hartkohlenförderländer ent-

muss das deutsche Energiesystem allerdings in einer noch nie dagewesenen Geschwindigkeit umgebaut werden.

Der globale Primärenergieverbrauch ist 2022 auf ein neues Rekordniveau von 653 EJ (IEA 2023) gestiegen. Bei fast allen Energieträgern stieg die Produktion (Abb. 1-3). Einzig die weltweite Erdgasförderung blieb 2022 mit 4,14 Bill. m³ nahezu gleichbleibend zum Vorjahr (Vorjahr 4,18 Bill. m³), vorrangig verursacht durch Produktionseinschränkungen in der Russischen Föderation, dem zweitgrößten Erdgasproduzenten der Welt. Dies wurde durch Produktionssteigerungen u. a. in den Vereinigten Staaten (plus 5 %); Kanada (plus 5,9 %) und Norwegen (plus 7,4 %) weitgehend kompensiert.

Im Jahr 2022 erhöhte sich die globale Erdölförderung um 5 % auf 4,43 Gt. Damit lag sie nur geringfügig unter dem Vor-Corona-Höchstwert. Das größte Förderland blieb die Vereinigten Staaten, das die Erdölförderung um 7 % auf einen Rekordwert von 796 Mt ausweitete, ge-

fielen 2022 mit rund 5.610 Mt fast drei Viertel der globalen Hartkohlenförderung. Europas Anteil an der Hartkohlenförderung belief sich auf nur noch 0,8 % (rund 57 Mt). Auch die Kohlenweltmarktpreise stiegen 2022 im Rahmen der Energiekrise auf neue Allzeithochs. So erhöhten sich die nordwesteuropäischen Spotpreise für Kraftwerkskohlen im Jahr 2022 um fast 150 % auf rund 292 USD/t.

Die globale Uranproduktion verzeichnete, nach jahrelangem Rückgang, wieder Zuwächse. Besonders die signifikante Erhöhung der Uranproduktion in Kanada trug maßgeblich zur Steigerung der globalen Fördermenge bei. Dabei bekam beim Rohstoff Uran das Thema Energiesicherheit für Europa und die Welt eine neue Bedeutung. Die Russische Föderation ist der weltweit größte Anbieter von Urananreicherungsdienstleistungen (43 % Weltanteil) und

beliefert rund 73 Reaktoren der Welt mit Kernbrennstoffen. Diese Abhängigkeit zu reduzieren und Brennelemente russischer Bauart zu ersetzen ist derzeit das Bestreben zahlreicher Kernenergienutzer. Weltweit besteht weiterhin Interesse an der energetischen Nutzung von Kernbrennstoffen, vor allem in den Schwellen- und Entwicklungsländern in Asien und dem Nahen Osten. Mit Stand Juni 2023 sind allein in Asien 121 Reaktoren in Betrieb und 38 weitere im Bau.

Ein Rekordzubau von 295 GW an Leistung aus erneuerbaren Energien wurde in 2022 global realisiert, 140 GW davon allein in China. Mittels Geothermie wurde im Jahr 2022 global ca. 155 TWh geothermische Wärme zur direkten Nutzung produziert. Das entspricht einem Wachstum von ca. 10 % im Vergleich zum Vorjahr. 90 % davon entfielen auf die Länder China, Türkei, Island und Japan. Im Jahr 2022 wurden fast 19 % des globalen Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt, wovon allerdings über die Hälfte auf biogene Energieträger entfällt. Das sind mit rund 45 % feste Biomasse und im Speziellen Brennholz.

Methodik – Inhalt der aktuellen Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind Daten und Analysen zur Situation der erneuerbaren Energieträger einschließlich der Tiefen Geothermie und der Energierohstoffe Erdöl, Erdgas, Kohle, den Kernbrennstoffen und Wasserstoff zum Stand Ende 2022. Die Studie enthält Abschätzungen des geologischen Inventars an Energierohstoffen mit Angaben zu Reserven und Ressourcen. Beleuchtet werden auch die Rohstoffmärkte bezüglich der Entwicklung von Produktion, Export, Import und Verbrauch von Energie und Energierohstoffen. Treibhausgasemissionen durch Erdgaslieferungen in die EU werden dargestellt. Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), der deutschen Wirtschaft, der Wissenschaft und der Öffentlichkeit.

Die in der BGR-Energiestudie veröffentlichten Datensätze sind ein klassifizierter und bewerteter Auszug aus der Energierohstoffdatenbank der BGR. Sie wurden aus Fachzeitschriften, wissenschaftlichen Publikationen, Berichten aus der Wirtschaft, Fachorganisationen, politischen Stellen und aus eigenen Studien zusammengestellt. Nicht aus der Energierohstoffdatenbank der BGR stammende Daten sind gekennzeichnet. Länderspezifische Angaben zu Ressourcen, Reserven, der Förderung und des Verbrauches sowie der Importe und Exporte sind im Tabellenanhang zusammengefasst.

Vergleich der deutschen Importe von Erdgas, Rohöl und Hartkohle (Steinkohle) nach Herkunftsland im 1. Halbjahr 2022 und 2023 (3)

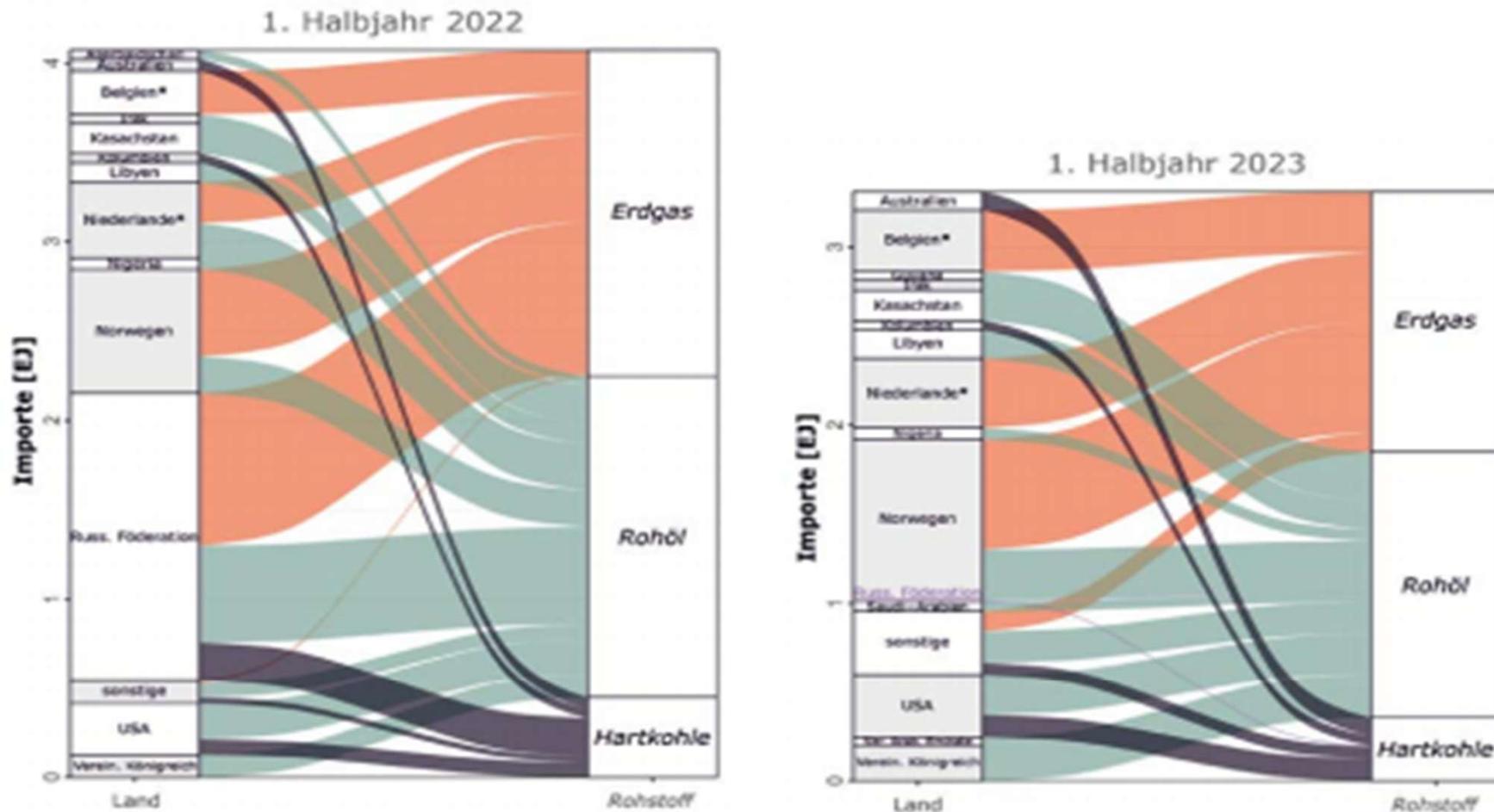


Abbildung 1-1: Vergleich der deutschen Importe von Erdgas, Rohöl und Hartkohle nach Herkunftsland im 1. Halbjahr 2022 und 2023. Die Abnahme der Energieimporte lässt sich auf Effizienzmaßnahmen, Einsparungen und die verstärkte Nutzung inländischer Energiequellen, wie erneuerbare Energien und Braunkohle zurückführen.

Globale Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas 1990-2022, Prognose bis 2030 (4)

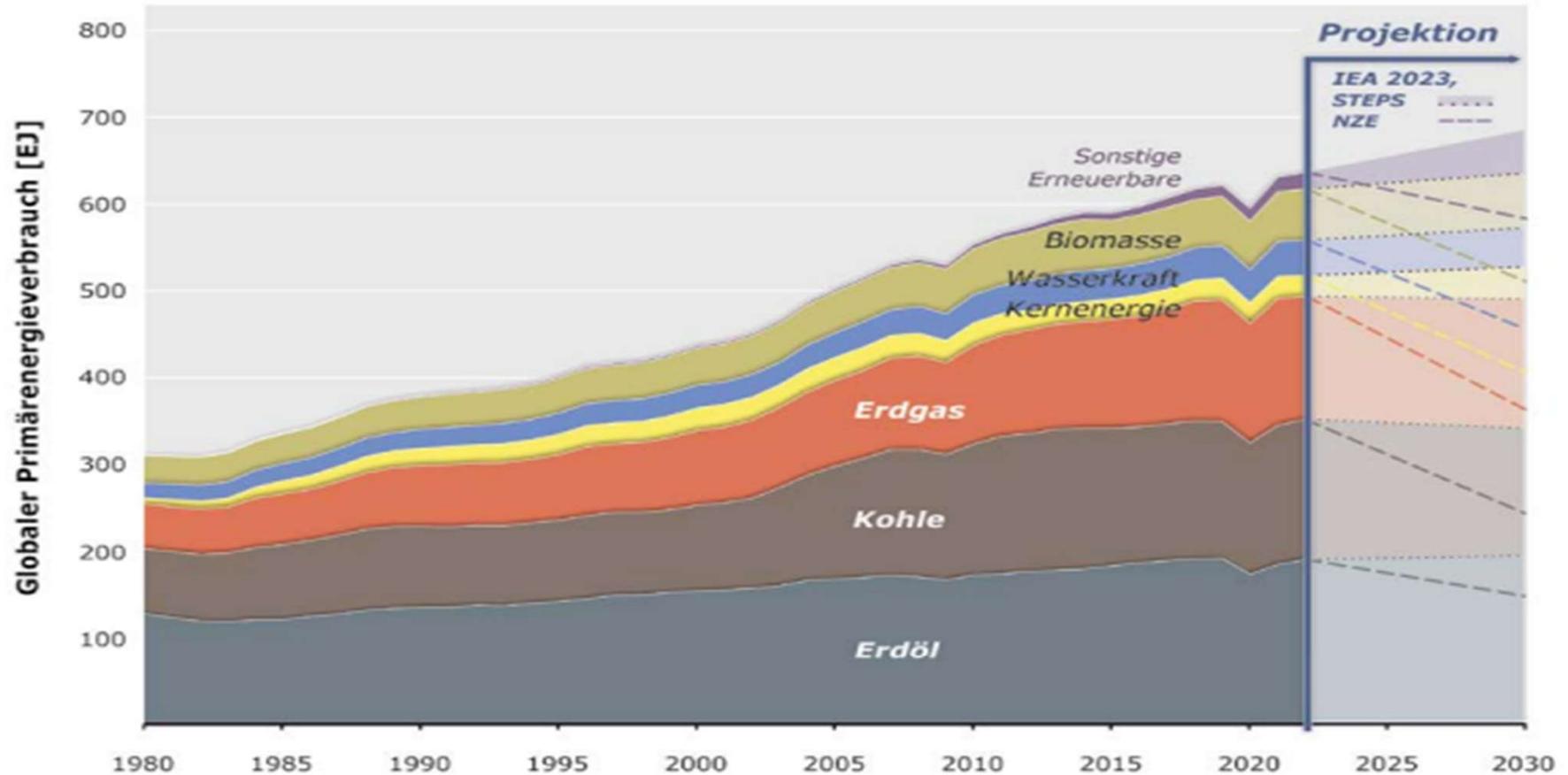


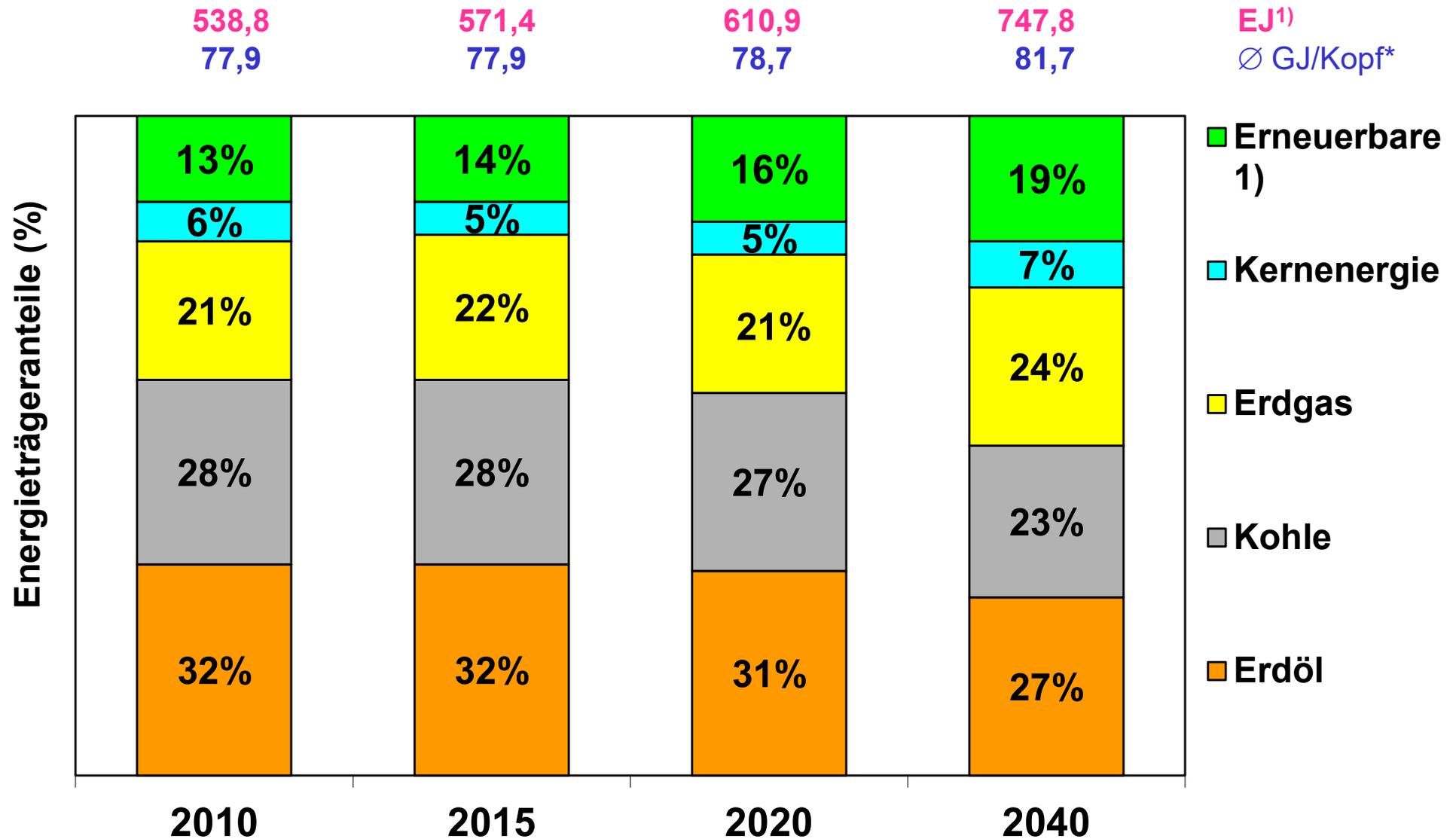
Abbildung 1-3: Entwicklung des weltweiten Primärenergieverbrauchs von 1980 bis 2022 (BP 2023) und Szenarien bis 2030 (IEA WEO-Bericht 2023). Stated-Policies-Szenario (STEPS): zukünftiger Energieverbrauch auf Grundlage bestehender und von Regierungen in der ganzen Welt bis Ende 2022 angekündigter, spezifischer politischer Maßnahmen. Netto-Null-Emissionen-Szenario (NZE): Pfad für den globalen Energiesektor, um bis 2050 Netto-Null CO₂-Emissionen zu erreichen.

* Daten 2023, Stand 2/2024, IEA Prognose bis 2030

Energieeinheiten: 1 Gtoe = 1 Mrd. t RÖE (Mrdtoe) = 1,429 Mrd. t SKE = 11,63 Bill. kWh (TWh) = 41,869 EJ

1) Sonstige Erneuerbare Energieformen: Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Geothermie u.a.

Globale Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (PEV) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas 2010/15, IEA-Prognose 2020/2040 (1)



Grafik Bouse 2017

* Daten 2015 vorläufig; IEA 2016 - Prognose 2020/40 Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869PJ

Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2010 / 2015 / 2020 / 2040 = 6.876 / 7.334 / 7.758 / 9.157 Mio.

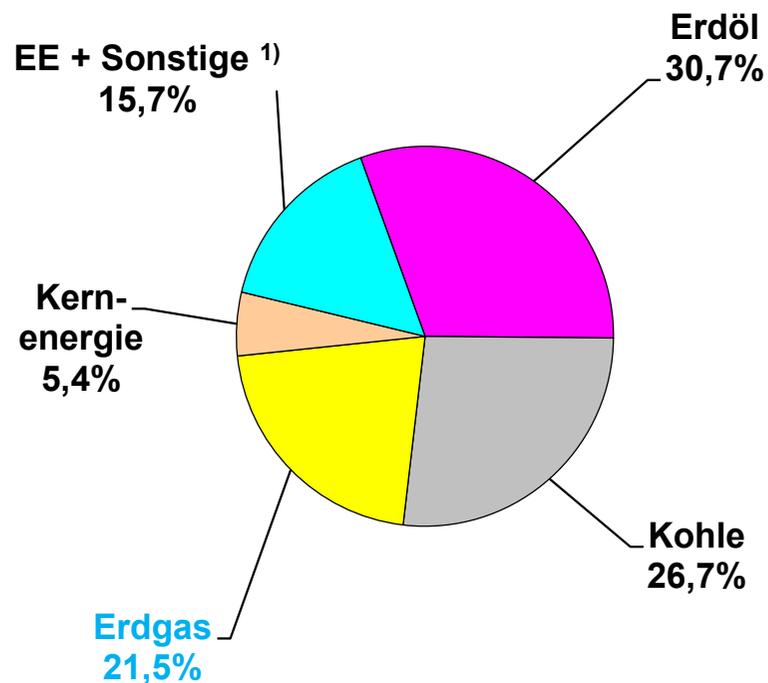
1) Erneuerbare Energien + Abfälle; Jahr **2015**: 13,7%, davon Bioenergie + Abfälle 9,7%, reg. Wasserkraft 2,5% & Pumpstrom, Geothermie, Wind, Solar u.a. 1,5%

Quellen: IEA 2017 aus BMWI –Energiedaten, Tab 31, 31a, 32, 10/2017; GVSt -Jahresbericht Steinkohle 2017, 11/2017; PDWB aus www.pdwb.de/nd02.htm; 2/2017

Prognosen für den Primärenergieverbrauch (PEV) nach Energieträgern mit Beitrag Erdgas der Welt 2020 und 2040 (2)

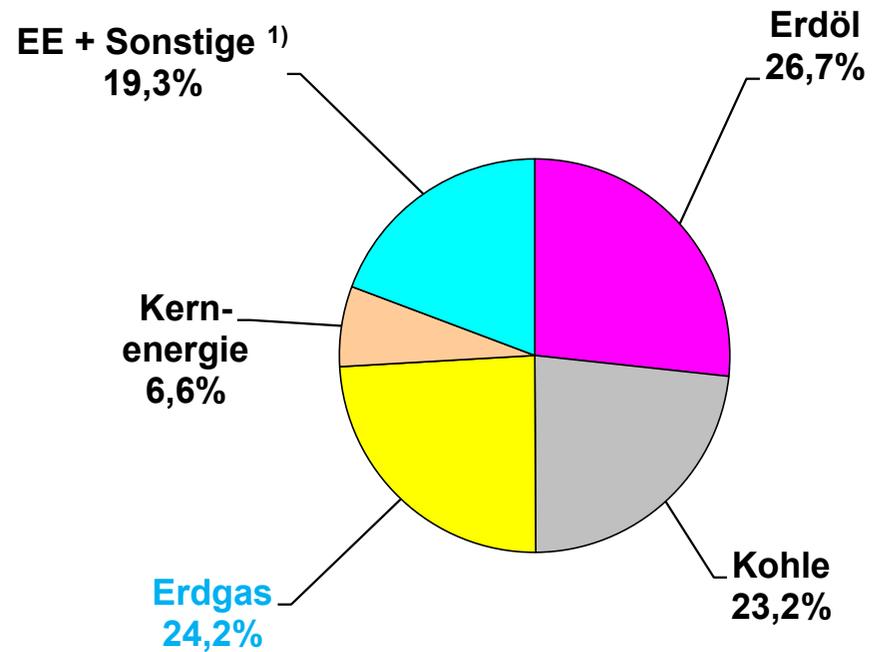
Jahr 2020

610,9 EJ = 169,7 Billionen kWh = 20,8 Mrd. t SKE = 14,6 Mrd toe*; 747,8 EJ = 208,0 Billionen kWh = 25,5 Mrd. t SKE = 17,9 Mrd toe*;
Veränderung 2010/20 = + 13,4%, 78,7 GJ/Kopf*



Jahr 2040

Veränderung 2020/40 = + 22,4%, 81,7 GJ/Kopf



* Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ
Weltbevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2010 / 2015 / 2020 / 2040 = 6.876 / 7.334 / 7.758 / 9.157 Mio.
1) Erneuerbare Energien und Sonstige (Abwärme, nicht biogener Abfall u.a.)

Globale Entwicklung gesamte Brutto-Stromerzeugung (BSE) ** nach Energieträgern 2010/15, IEA-Prognose 2020/2040 (3)

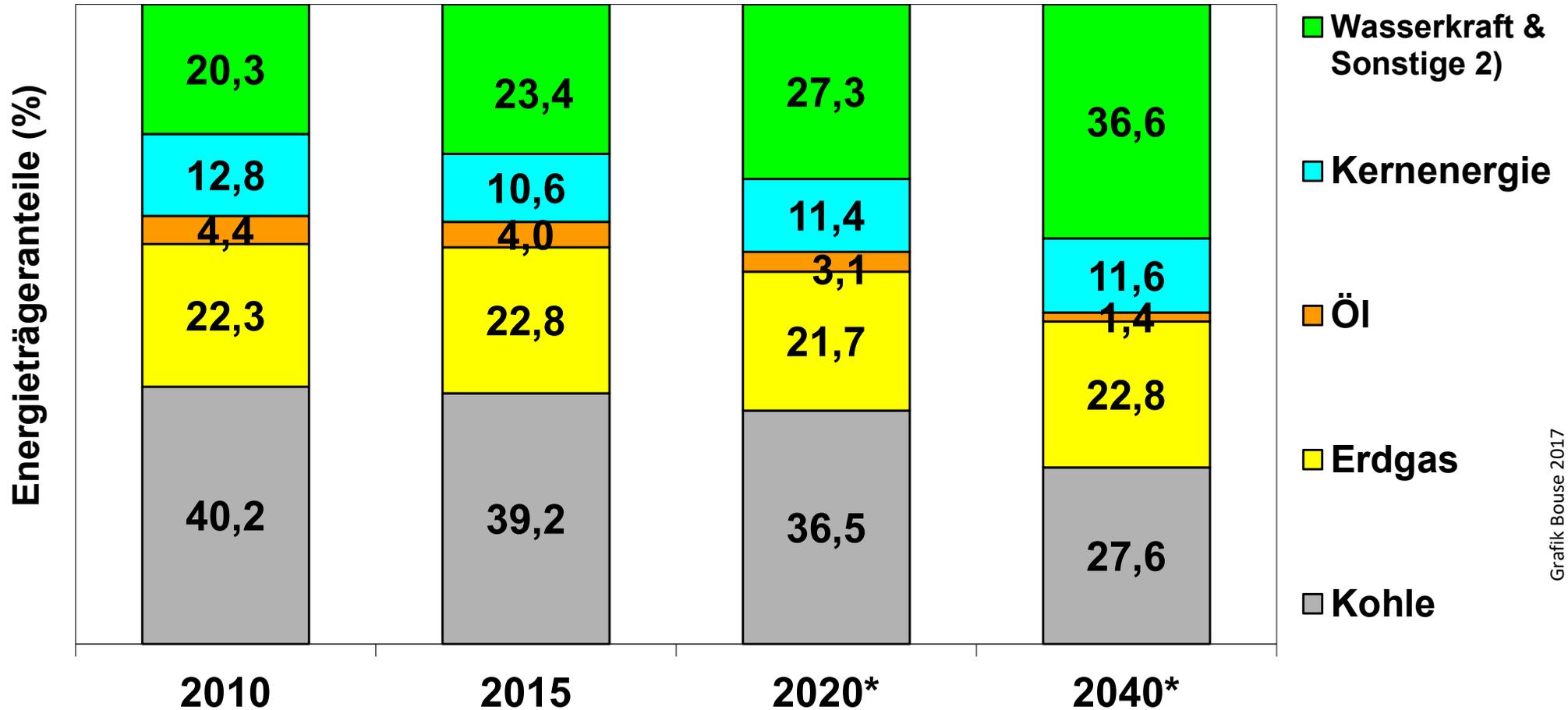
21.590
3.139

24.345 + 9,7%
3.318

26.698 + 46,2%
3.441

39.042
4.264

Mrd. kWh
kWh/Kopf ¹⁾



Grafik Bouse 2017

* Daten 2015 vorläufig ; Prognose New Policies Scenario im World Energy Outlook der IEA 2016

** BSE einschließlich Pumpspeicherstrom

1) Weltbevölkerung 2010 / 2015 / 2020 / 2040 = 6.876 / 7.334 / 7.758 / 9.157 Mio.

2) Jahr 2015: EE = 22,7%, davon reg. Wasserkraft 16,0% sowie Wind, Biomasse, Geothermie, Solar und biogener Abfall 6,7%;
Sonstige - nicht biogener Abfall (50%), Speicherstrom, Wärme 0,7%

Quellen: IEA – Statistik Energiebilanz & Strom und Wärme in der Welt 2010-2015, 9/2017 aus www.iea.org, GVSt – Jahresbericht Steinkohle 2017, 11/2017

**Glossar, Definitionen, Ländergruppen
/Wirtschaftspolitische Gliederungen,
Maßeinheiten, Umrechnungsfaktoren**

Abkürzungsverzeichnis (1)

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Sitz: Berlin	EIA	U.S. Energy Information Administration
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Sitz: Berlin	EIB	European Investment Bank
API	American Petroleum Institute; Interessenverband der Erdöl-, Erdgas und petrochemischen Industrie der Vereinigten Staaten	EITI	Extractive Industries Transparency Initiative; internationale Transparenz-Initiative für den Rohstoffsektor
*API	Maßeinheit für die Dichte der flüssigen Kohlenwasserstoffe; niedrige Gradzahlen entsprechen Erdöl mit hoher Dichte	EOB	enhanced oil recovery; Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte
ARA	Kurzform für Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen	ESA	Euratom Supply Agency – European Commission
ATR	Synthesegaserzeugung (autotherme Reformierung)	ESMAP	Energy Sector Management Assistant Program
b, bbl	Barrel (Fass); (amerikanische) Volumen-Maßeinheit für Erdöl und Erdölprodukte; s. u. Maßeinheiten	EU-AITF	European Union-Africa Infrastructure Trust Fund
BIP	Bruttoinlandsprodukt	EUR	estimated ultimate recovery (- Gesamtpotenzial)
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Sitz: Berlin	FSRU	Floating Storage & Regasification Unit; bezeichnet ein schwimmendes LNG Terminal
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Sitz: Berlin	GeotIS	Geothermisches Informationssystem; Leibnitz Institut für Angewandte Geophysik, Sitz: Hannover
boe	barrel(s) oil equivalent; Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Barrel Erdöl frei wird	GDC	Geothermal Development Company
BP	British Petroleum; international tätiges Energieunternehmen, Sitz: London	GRMF	Geothermal Risk Mitigation Facility
BTL	biomass to liquid; synthetische Kraftstoffe aus Biomasse	GTL	gas to liquid; Herstellung synthetischer Treibstoffe aus Erdgas mittels verschiedener Verfahren, u. a. Fischer-Tropsch-Synthese
BTU	British thermal unit(s); englische Energie-Maßeinheit	GW_e	Gigawatt elektrisch
BWP	Bundesverband Wärmepumpe e. V., Sitz: Berlin	GW_{th}	Gigawatt thermisch
CBM	coalbed methane (Kohleflözgas); in Kohlen enthaltenes Gas, u. a. Methan	GWh	Gigawattstunden
CCS	Carbon Capture and Storage; Speicherung von Kohlendioxid im Untergrund	HEU	highly enriched uranium; hoch angereichertes Uran (> 90 % U-235), vorwiegend für militärische Zwecke benutzt
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage; Abscheidung, Nutzung und Speicherung von Kohlenstoff	IAEA	International Atomic Energy Agency; UN-Behörde (Internationale Atomenergie Organisation, IAEO), Sitz: Wien; s. u. Wirtschaftspolitische Gliederungen
cif	cost, insurance, freight (Kosten, Versicherungen und Fracht); im Überseegeschäft übliche Transportklausel, entspricht der „free on board“-Klausel zu der der Verkäufer zusätzlich die Kosten der Lieferung, die Versicherung und die Fracht bis zum Bestimmungshafen trägt	ICEIDA	Icelandic International Development Agency
CTL	coal to liquid; aus Kohle hergestellte synthetische Kraftstoffe	IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur); Organisation der OECD, Sitz: Paris
dena	Deutsche Energie-Agentur, Sitz: Berlin	IMF	International Monetary Fund
DOE	Department of Energy (Energieministerium der Vereinigten Staaten)	IOC	International Oil Companies (Internationale Erdölgesellschaften); dazu zählen u. a. die Supermajors: Chevron Corp., ExxonMobil Corp., BP plc, Royal Dutch Shell plc, Total, etc.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	IR	inferred resources; Ressourcen von Uran, entspricht entdeckten Ressourcen, die nicht das Kriterium der Reserven erfüllen. Entspricht der früheren Klasse EAR I (EAR = estimated additional resources)
EGC	European Geothermal Congress	IRENA	International Renewable Energy Agency
EGS	enhanced geothermal systems; durch Fracking künstlich erweiterte geothermische Systeme ohne natürliche konvektive Fluide	J	joule; s. u. Maßeinheiten

Abkürzungsverzeichnis (2)

kWh	Kilowattstunden		
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Sitz: Hannover		
LEU	low enriched uranium; niedrig angereichertes Uran		
LIAG	Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik; Sitz Hannover		
LNG	liquefied natural gas (verflüssigtes Erdgas). Für Transportzwecke bei -162 °C verflüssigtes Erdgas (1 t LNG enthält ca. 1.380 Nm ³ Erdgas, 1 m ³ LNG wiegt ca. 0,42 t)		
LS	(+ Lagerstätte)		
MENA	(Middle East and North Africa); Ägypten, Algerien, Bahrain, Dschibuti, Irak, Iran, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Libyen (Staat), Malta, Marokko, Mauretanien, Oman, Palästinensische Gebiete, Saudi-Arabien, Syrien, Tunesien, Vereinigte Arabische Emirate		
MFAT	New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade		
MW_e	Megawatt elektrisch		
NCG	nicht kondensierbare Gase, aus dem englischen „non-condensable gases“		
NDB	Norddeutsches Becken		
NEA	Nuclear Energy Agency (Kernenergieagentur); zur OECD gehörend, Sitz: Paris		
NGL	natural gas liquids; (+ Kondensat)		
NGPL	natural gas plant liquids; Bestandteile des gefördert Erdgases, die in Prozessanlagen separat verflüssigt werden; (+ Kondensat)		
NWR	Nationaler Wasserstoffrat; unabhängiges, überparteiliches Beratungsgremium aus Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft der Bundesregierung zur Weiterentwicklung und Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie		
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung), Sitz: Paris; s. u. Wirtschaftspolitische Gliederungen		
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation Erdöl exportierender Länder), Sitz: Wien; s. u. Wirtschaftspolitische Gliederungen		
ORG	Oberreingraben		
PEV	Primärenergieverbrauch bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge		
REEGLE	Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership		
REmap 2030	Renewable Energy Roadmap		
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century		
SKE	Steinkohleeinheit; entspricht der Energiemenge, die beim Verbrennen von 1 kg Steinkohle frei wird; s. u. Umrechnungsfaktoren		
SMR	Steam Methane Reforming (Methan-Dampfreformierung)		
SMR	Small Modular Reactor; kleine modulare Reaktoren; sind Kernreaktoren mit einer Leistung von bis zu 300 MW, was rund einem Drittel der Leistung herkömmlicher Kernreaktoren entspricht. SMRs sind modular aufgebaut, d.h. die Systeme und Komponenten können in Fabriken in Serie gebaut und als vorgefertigte Einheit zu einem Aufstellungsort transportiert werden. Aufgrund ihres geringeren Platzbedarfs können SMRs an Standorten errichtet werden, die für größere Kernkraftwerke nicht geeignet sind. Ihre wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit muss in der Praxis noch unter Beweis gestellt werden.		
		SOEC	Solid oxide electrolyzer cell (Festoxid-Elektrolysezelle)
		SPE	Society of Petroleum Engineers (Vereinigung der Erdöl-Ingenieure)
		TRL	Technology Readiness Level (Technologischer Reifegrad); Bewertung des Entwicklungsstandes von neuen Technologien
		t SKE	Tonne Steinkohleeinheiten (+ SKE, hier: in Tonnen) entspricht ca. 29,308 x 10 ⁹ Joule; s. u. Umrechnungsfaktoren
		toe	ton(s) oil equivalent (Tonne(n) Erdöläquivalent); Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Tonne Erdöl frei wird; s. u. Umrechnungsfaktoren
		UNDP	United Nations Development Programme
		UNECE	United Nations Economic Commission for Europe
		UNEP	United Nations Environment Programme
		UNFC	United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources
		UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
		USAID	United States Agency for International Development
		USD	US-Dollar; Währung der Vereinigten Staaten von Amerika
		USGS	United States Geological Survey (Geologischer Dienst der Vereinigten Staaten)
		v. F.	verwertbare Förderung
		VDKI	Verein der Kohlenimporteure e.V., Sitz: Berlin
		WEC	World Energy Council (Welt-Energie-Forum); veranstaltet den World Energy Congress (Welt-Energie-Kongress), Sitz: London
		WGC	World Geothermal Congress; findet alle fünf Jahre statt. Für fünf Tage findet ein Austausch zu geothermischen Fragen zwischen weltweiten Vertretern aus Wissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft statt. Eine umfangreiche Datenerhebung wird im Vorfeld zur aktuellen Lage sowohl der Oberflächennahen als auch der Tiefen Geothermie auf nationaler Ebene erhoben und auf dem Kongress vorgestellt
		WNA	World Nuclear Association, Sitz: London
		WPC	World Petroleum Council (Welt-Erdöl-Forum); veranstaltet den World Petroleum Congress (Welt-Erdöl-Kongress), Sitz: London
		WTI	West Texas Intermediate (Rohölsorte); bildet für den amerikanischen Markt den Referenzpreis

Glossar (1)

Glossar

Aquifer	Gesteinsschicht im Untergrund deren Permeabilität die Führung von Fluiden erlaubt
Aquifergas	in Grundwasser gelöstes Erdgas
Binary	über Wärmetauscher wird ein Binärkreislauf erhitzt, dessen Wärmemittel einen niedrigeren Siedepunkt hat als Wasser. Dieses wird verdampft und betreibt eine Turbine
Biodiesel	ist ein Kraftstoff, der ähnliche Brenneigenschaften wie mineralischer Dieselkraftstoff aufweist. Er wird aus ölhaltigen Pflanzen (z. B. Raps, Soja) durch Umesterung des Öls und der Zugabe von Methanol oder Ethanol hergestellt. Aber auch die Gewinnung aus Algen oder zellulosehaltiger (* Biomasse), wie Pflanzenabfälle (Getreidehalme, Weizenstroh) sind möglich
Biofuels	flüssige oder gasförmige Kraftstoffe die aus Biomasse hergestellt werden; bspw. Bioethanol, Biodiesel oder Biomethan
Biogas	Gasgemisch aus Methan (CH ₄), CO ₂ und geringen Mengen anderer Gase, das bei der natürlichen Zersetzung von organischem Material in einer sauerstofffreien Umgebung entsteht. Für die kommerzielle Nutzung (zur Umwandlung in elektrische Energie, zum Betrieb von Fahrzeugen oder zur Einspeisung nach Aufbereitung als Biomethan in ein Gasversorgungsnetz) wird es in Biogasanlagen aus Biomasse hergestellt.
Biomasse	ist der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich tierischer und pflanzlicher Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur. Auch der biologisch abbaubare Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten zählt zur Biomasse
Biomethan	ist Methan (CH ₄), das nicht fossilen Ursprungs ist, sondern durch "Aufbereitung" von Biogas (ein Verfahren, bei dem Kohlenstoffdioxid und andere Verunreinigungen aus dem Biogas entfernt werden) oder durch die Vergasung fester Biomasse mit anschließender Methanisierung gewonnen wird. Es wird auch als erneuerbares Erdgas bezeichnet. Biomethan ist mit 50 % bis 60 % der Hauptbestandteil von Biogas
Brent	wichtigste Rohölsorte in Europa, bildet für den europäischen Markt den Referenzpreis
Entölungsgrad	<i>bzw. Ausbeutegrad</i> ; prozentuale Menge des gewinnbaren Erdöls aus einer Lagerstätte
Erdgas	natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung <i>Nasses Erdgas</i> enthält außer Methan auch länger-kettige Kohlenwasserstoff-Komponenten <i>Trockenes Erdgas</i> enthält ausschließlich gasförmige Komponenten und

besteht überwiegend aus Methan

Saures Erdgas oder Sauregas enthält unterschiedliche Mengen an Schwefelwasserstoff (H₂S) im ppm Bereich

Konventionelles Erdgas freies Erdgas und Erdöl-gas in strukturellen und / oder stratigraphischen Fallen

nicht-konventionelles Erdgas Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen; Aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs strömt das Erdgas zumeist einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas (CBM), Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat

Erdöl

natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen. Die bei der Erdgasförderung anfallenden flüssigen Kohlenwasserstoffe wie Natural Gas Liquids (NGL) und Kondensate werden der Erdölförderung zugerechnet

Konventionelles Erdöl allgemein wird damit ein Erdöl bezeichnet, das aufgrund seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) und einer Dichte von weniger als 1 g pro cm³ mit relativ einfachen Methoden und kostengünstig gefördert werden kann (Schweröl, Leichtöl, Kondensat)

Nicht-konventionelles Erdöl Kohlenwasserstoffe, die nicht mit „klassischen“ Methoden gefördert werden können, sondern aufwändigerer Technik bedürfen, um sie zu gewinnen. In der Lagerstätte sind sie nur bedingt oder nicht fließfähig, was auf die hohe Viskosität bzw. Dichte (Schweröl, Bitumen) oder auf die sehr geringe Permeabilität des Speichergesteins zurückzuführen ist (Erdöl in dichten Gesteinen, Tight Oil, Schieferöl). Im Fall von Ölschiefer liegt Erdöl erst in einem Vorstadium als Kerogen vor

Erdöl-gas

bzw. Erdölbegleitgas in der Lagerstätte im Erdöl gelöstes Gas, wird bei der Erdölförderung freigesetzt

Erneuerbare Energien

umfassen eine sehr große Bandbreite von Energiequellen. Da sie nahezu unerschöpflich zur Verfügung stehen oder sich vergleichsweise schnell erneuern, grenzen sie sich von fossilen Energiequellen ab, die sich erst über den Zeitraum von Millionen Jahren regenerieren. Zu ihnen zählen (* Biomasse), (* Geothermie), (* Meeresenergie), (* Sonnenenergie), (* Wasserkraft), und (* Windenergie)

Feldes-erweiterung

field growth; Zunahme / Wachstum der ursprünglichen Reserven während der Förderperiode in einem Erdöl- / Erdgasfeld infolge Nutzung verbesserter Fördertechnologien und besserer Kenntnis von Lagerstätte und Abbauprozessen (* Reservenzuwachs)

Gashydrat

feste (schneeartige) molekulare Verbindung aus Gas und Wasser, die unter hohem Druck und bei niedrigen Temperaturen stabil ist

Glossar (2)

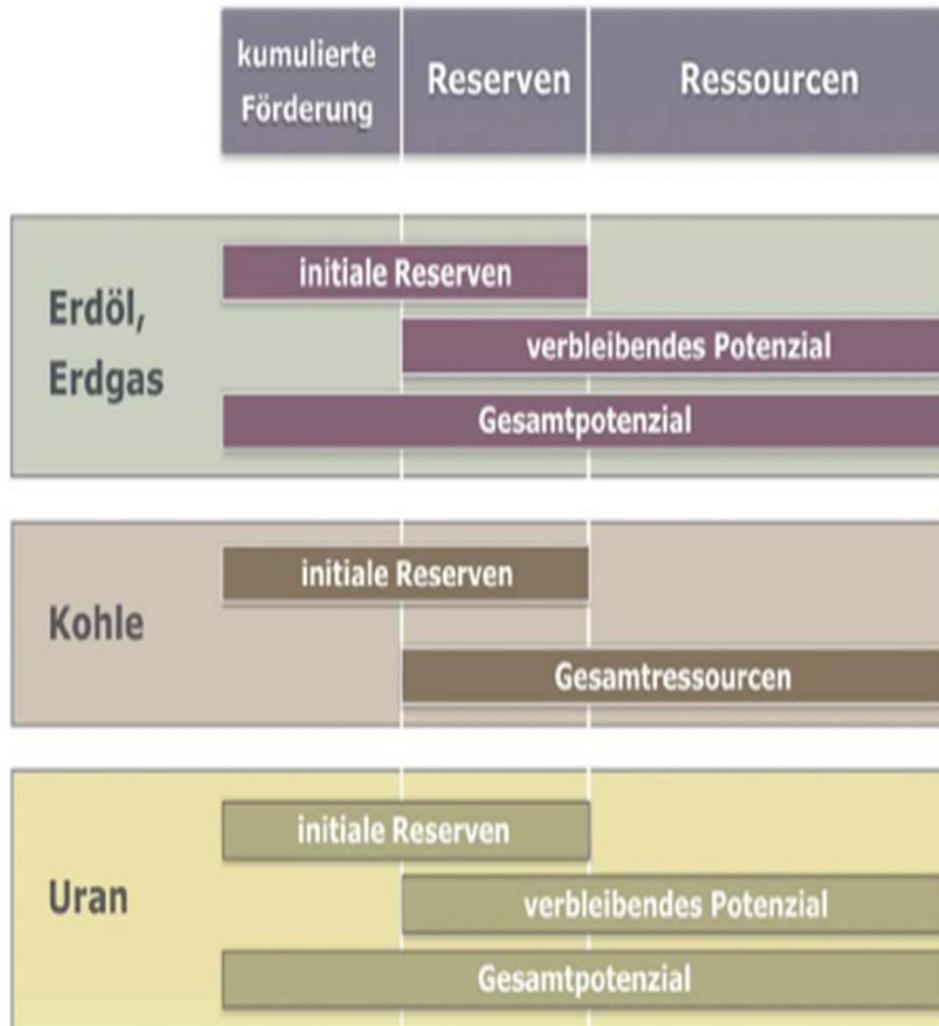
Geothermie	die Erdwärme setzt sich zusammen aus der Ursprungswärme der Erde und aus dem Zerfall von im Erdinneren vorhandenen radioaktiven Isotopen. Generell wird zwischen der Oberflächennahen Geothermie bis zu 400 m und der Tiefen Geothermie ab 400 m unterschieden. Beide Bereiche werden zu Heizzwecken genutzt (direkte Nutzung), jedoch findet lediglich die Tiefe Geothermie, durch die höheren Temperaturen im tieferen Untergrund und die damit verbundenen ausreichenden Temperaturdifferenzen im Vergleich zu Lufttemperaturen, Anwendung zur Erzeugung elektrischer Energie. Bei der Tiefen Geothermie wird zwischen hydrothermalen und petrothermalen Systemen unterschieden, abhängig davon ob vorrangig Wärme des zirkulierenden Thermalwassers im Untergrund genutzt wird oder die Wärme des heißen Tiefengesteins. Die Geothermie gilt als eine grundlastfähige, bedarfsbestimmte, emissionsarme innovative Technologie, die geopolitisch attraktiv ist und einen Beitrag in der Klimaproblematik leisten kann. Sie zählt zu den erneuerbaren Energieträgern	klimaneutraler Wasserstoff	sofern bei der Herstellung keine Treibhausgase in die Atmosphäre freigesetzt werden, wird der erzeugte Wasserstoff als klimaneutral bezeichnet. Nach der Definition des Nationalen Wasserstoffrates (NWR) gibt es zwei Arten weitgehend klimaneutralen Wasserstoffs. Damit wird „einerseits mit elektrischem Strom erzeugter Wasserstoff bezeichnet, wenn der Strom nach den geltenden rechtlichen Regeln als klimaneutral eingestuft werden kann. Andererseits wird als weitgehend klimaneutral auch derjenige Wasserstoff bezeichnet, der auf Basis fossiler Energieträger erzeugt wird, bei dessen Herstellung jedoch maximal zehn Prozent des in den fossilen Brennstoffen enthaltenen Kohlenstoffs als Treibhausgas in die Erdatmosphäre freigesetzt wird
Gesamtpotenzial	(EUR) geschätzte Gesamtmenge eines Energierohstoffs, die Lagerstätten letztendlich entnommen werden kann	Kondensat	flüssige Bestandteile des Erdgases, die in der Lagerstätte gasförmig sind und nach der Förderung separiert werden können, engl. Bezeichnung natural gas liquids (NGL) (Dichte > 45° API oder < 0,80 g/cm ³)
Giant, Super-Giant, Mega-Giant	Kategorien der Erdöl- und Erdgasfelder entsprechend ihrer Reserven: <i>Giant</i> > 68 Mt Erdöl oder > 85 Mrd. m ³ Erdgas, <i>Super-Giant</i> > 680 Mt Erdöl oder > 850 Mrd. m ³ Erdgas, <i>Mega-Giant</i> > 6.800 Mt Erdöl oder > 8.500 Mrd. m ³ Erdgas	kumulierte Förderung	Summe der Förderung seit Förderbeginn
Globale Produktion	für die globale Produktion wird die Summe aus den bekannten Einzelwerten der Länder gebildet. Länder für die keine Werte vorliegen oder deren Produktions- bzw. Förderdaten vertraulich sind, sind nicht enthalten und die tatsächliche globale Produktion ist vermutlich höher	Lagerstätte	Bereich der Erdkruste mit natürlichen Anreicherungen von wirtschaftlich gewinnbaren mineralischen und/oder energetischen Rohstoffen
Grubengas	Gase die bei der Gewinnung von Kohle freigesetzt werden. Vor allem Methan, Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Stickoxide und teilweise Wasserstoff	Meeresenergie	Energiegewinnung aus dem Meer mittels Nutzung großer Meeresströmungen, wie etwa dem Golfstrom, die Strömung von Ebbe und Flut oder die Strömung einzelner Wellen. Für jede dieser Strömungsarten sind spezielle Kraftwerke im Einsatz
Hartkohle	Hartkohle mit einem Energieinhalt von ≥ 16.500 kJ/kg umfasst Hartbraunkohle, Steinkohle und Anthrazit. Hartkohle wird im Kohlenhandel häufig gemäß ihrer Verwendung in Koks- und Kraftwerkskohle unterschieden. Aufgrund des vergleichsweise hohen Energiegehalts ist Hartkohle wirtschaftlich zu transportieren und wird weltweit gehandelt	Methan	einfachster Kohlenwasserstoff (CH ₄), Erdgas
Hochenthalpie-lagerstätte	Geothermie-Lagerstätte, die über eine große Wärmeanomalie verfügt. Die hohen Temperaturdifferenzen ermöglichen einen hohen Wirkungsgrad bei der Erzeugung von elektrischem Strom. Lagerstätten dieser Art befinden sich zumeist in der Nähe von aktiven Plattenrändern	Mineralöl	Erdöl und in Raffinerien hergestellte Erdölprodukte
in-place	insgesamt in einem Vorkommen / einer Lagerstätte enthaltener Rohstoff (bezogen auf das Volumen)	OPEC-Korbpreis	bildet einen Preisquerschnitt der verschiedenen Rohölqualitäten der OPEC-Mitgliedsstaaten
in-situ	in der Lagerstätte befindlich; auch Bezeichnung einer Reaktion oder eines Prozesses am Entstehungsort, auch als Synonym für in-place benutzt	Peak Oil	Zeitpunkt, bei dem das Maximum der Förderung von Erdöl erreicht ist
installierte Leistung	auch <i>installierte Kapazität</i> (installed capacity), gibt die Nennleistung bzw. die maximale Leistung eines Kraftwerkes an. Die zugehörige SI-Einheit ist das Watt	Permeabilität	Maß für die hydraulische Durchlässigkeit eines Gesteins; Maßeinheit: Darcy [D]; Symbol: k; s. u. Maßeinheiten
		Photovoltaik	oder <i>Fotovoltaik</i> bezeichnet die elektrische Nutzung von (☉ Sonnenenergie). Mit Hilfe von Solarzellen wird Energie in Form von Licht direkt in elektrische Energie umgewandelt
		Porosität	Porenraum eines Gesteins; Maßeinheit: [%]
		Potenzial	<i>Gesamtpotenzial</i> : kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen; <i>verbleibendes Potenzial</i> : Reserven plus Ressourcen
		Primärenergie	ist die direkt in den Energiequellen vorhandene Energie, zum Beispiel Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Wasser, Wind, Kernbrennstoffe, Solarstrahlung. Die Primärenergie wird etwa in Kraftwerken oder Raffinerien in die sogenannte Endenergie umgewandelt. Ein Teil der Primärenergie wird auch dem nichtenergetischen „Verbrauch“ zugeführt (zum Beispiel Rohöl für die Kunststoffindustrie)
		Reingas	normiertes Erdgas, in Deutschland mit einem Heizwert von 9,7692 kWh / Nm ³ für Deutschland

Glossar (3)

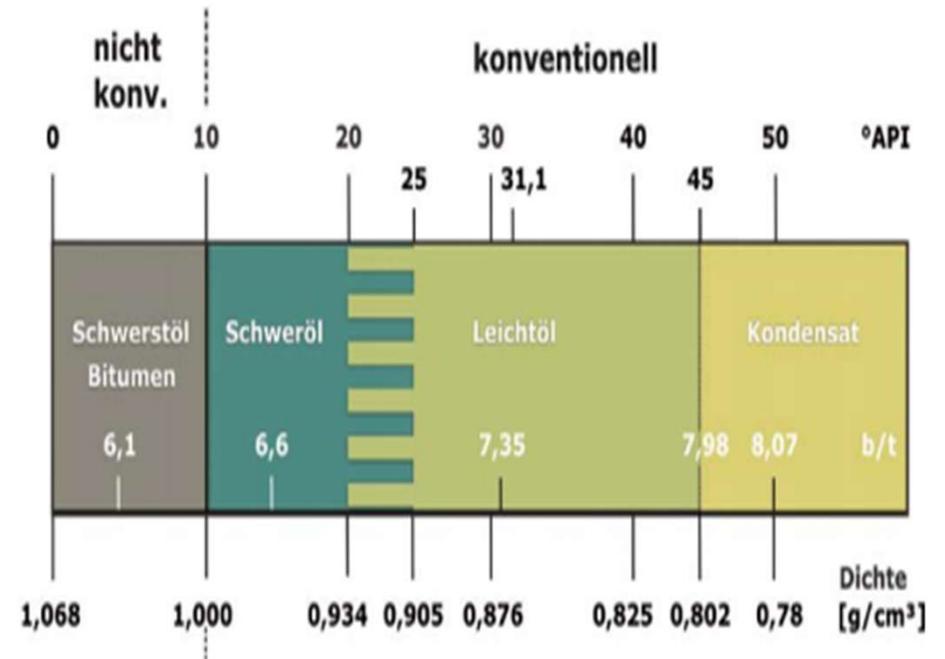
Reserven	nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen <i>ursprüngliche Reserven</i> kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven	Uranvorräte	Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt (siehe auch Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien unter Definitionen im Anhang).
Reservenzuwachs	reserve growth; (+ Felderweiterung)	ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen	Verbrauch	energetische und stoffliche Nutzung von Energierohstoffen. Sofern keine statistischen Daten zum Verbrauch vorliegen, wird dieser vereinfacht ermittelt aus der Summe von Förderung und Importen abzüglich Exporten. Bestandsänderungen von Energierohstoffen auf Halden, Lagern oder in Speichern werden bei hinreichender Datenlage miteinbezogen
Rohgas	bei der Förderung gewonnenes, unbehandeltes Erdgas. Die Rohgas-mengen entsprechen dabei dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der spezifisch für jede Lagerstätte ist und daher erheblich schwanken kann	Versorgungssicherheit	mit flüssigen Kohlenwasserstoffen bedeutet, dass diese jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Sie kann bei Betrachtung einzelner Länder oder Regionen über eine Eigenförderung und -verarbeitung von Erdöl, durch Importe sowie über den Zugriff auf strategische Vorräte sichergestellt werden; im globalen Maßstab aber ausschließlich über bedarfsgerechte Förderung und Verarbeitung von Erdöl oder den Zugriff auf strategische Vorräte
Schiefergas	Shale Gas; Erdgas aus feinkörnigen Gesteinen (Tonsteinen)	Wasserkraft	<i>auch Hydroenergie</i> ist die Nutzung der kinetischen oder potenziellen Energie des Wassers mittels Wasserkraftwerken
Single Flash	Hydrothermales Fluid > 182 °C, das in einem Tank bei Unterdruck verdampft und eine Turbine antreibt	Weichbraunkohle	Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg
Solarthermie	bezeichnet die thermische Nutzung von (+ Sonnenenergie)	Windenergie	bezeichnet die Nutzung der kinetischen Energie des Windes meist zur Gewinnung von Strom mittels Windenergieanlagen. Aber auch die direkte Nutzung zum Antrieb von z. B. Segelschiffen ist verbreitet
Sonnenenergie	<i>oder Solarenergie</i> ist die von der Sonne in Form von Strahlung (vor allem Wärmestrahlung und sichtbarem Licht) zur Erde gesandte Energie. Sie wird in unterschiedlichen Formen genutzt (+ Photovoltaik), (+ Solarthermie)		
Synfuel	synthetischer Kraftstoff; Flüssige Kraftstoffe können durch verschiedene technische Verfahren synthetisch erzeugt werden. Wichtige Verfahren sind die Kohle- und Gasverflüssigung sowie die Herstellung von Kraftstoffen aus Biomasse (+ Biofuels)		
Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten		
Upstream	alle Tätigkeitsbereiche bis zum Austritt der Kohlenwasserstoffe aus der Fördersonde; Aufsuchung (exploration), Erschließung (development) und Förderung / Produktion (exploitation / production)		
Uran	ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Als Natururan (Unat) (Norm-Uran) wird Uran in der in der Natur vorkommenden Isotopenzusammensetzung U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %) bezeichnet. Für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit muss Uran im Gestein angereichert sein. Von wirtschaftlicher Bedeutung sind derzeit folgende (+ Lagerstätten): Diskordanzgebundene, gangförmige Lagerstätte (+ LS), LS in Sandsteinen, Hydrothermale Ganglagerstätten, LS in Quarzkonglomeraten, proterozoische Konglomerate, Brekzienkomplex-LS, Intragranitische und meta-somatische LS <i>nicht-konventionelles Uran</i> Uran aus nicht-konventionellen Vorkommen; Uranressourcen, bei dem Uran ausschließlich untergeordnet als Beiprodukt gewonnen werden kann. Hierzu zählt Uran in Phosphaten, Nicht-Metallen, Karbonaten, Schwarzschiefern (black shales) und in Ligniten. Auch im Meerwasser befinden sich rund 3 ppb (3 µg/l) gelöstes Uran, welches (theoretisch) gewonnen werden könnte		

Definitionen (1)

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen



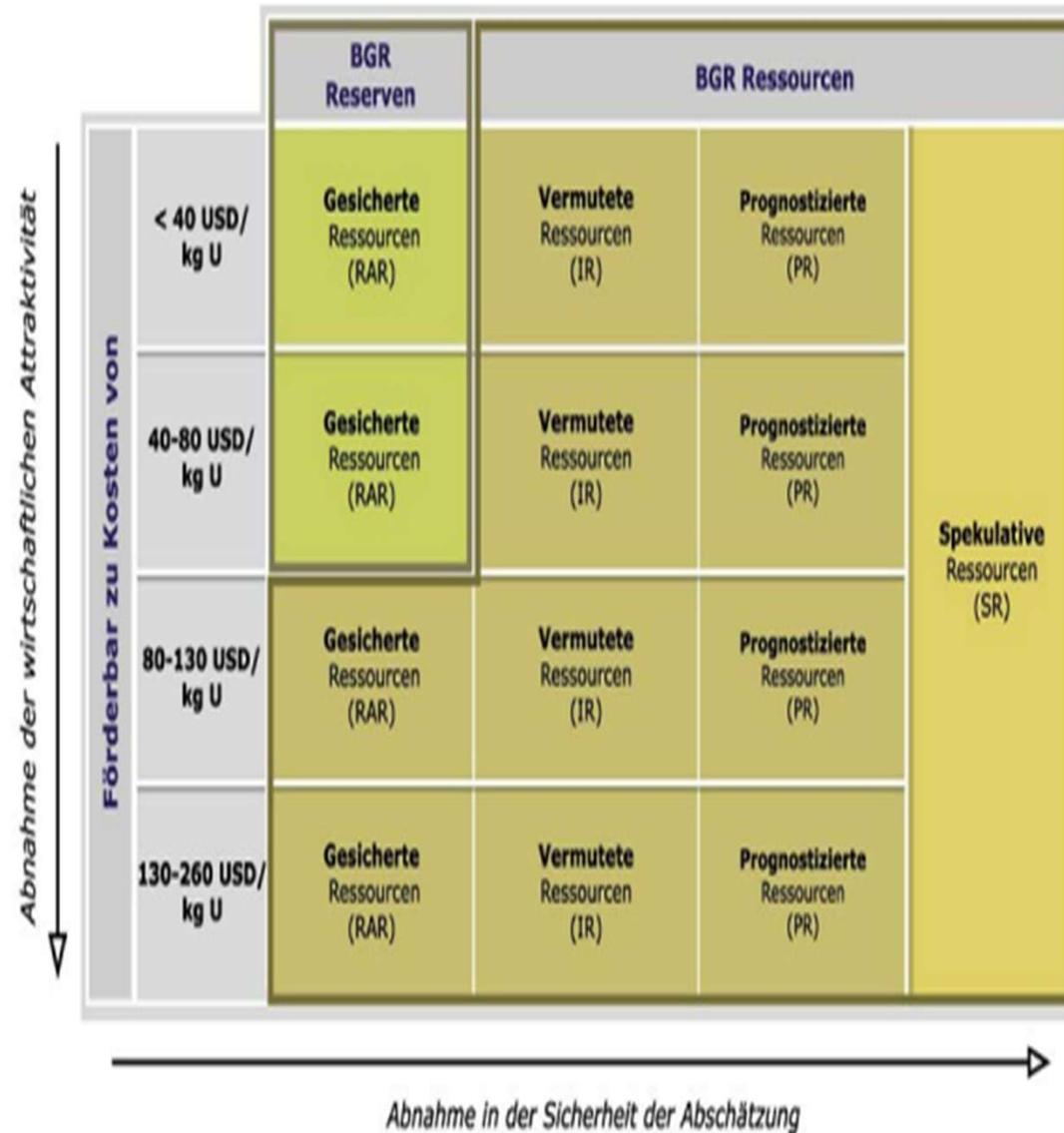
Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte



Definitionen (2)

Darstellung der Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

(verändert nach IAEA und OECD 2014)



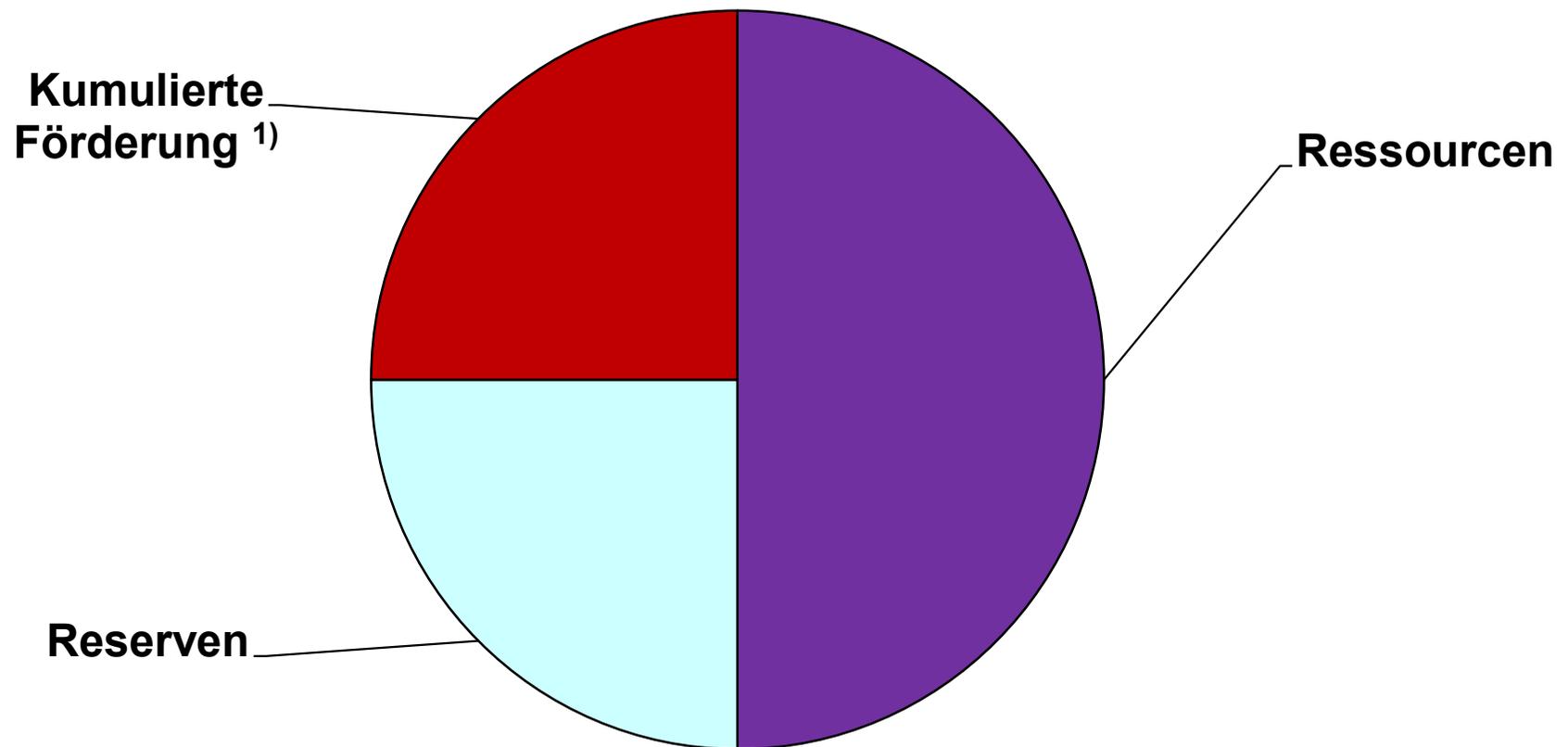
Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition für Uranreserven liegt die Grenze der Abbaukosten bei < 80 USD/kg U. Allerdings sind die tatsächlichen Abbaukosten in vielen Ländern deutlich höher. Die nachfolgende Abbildung illustriert den Zusammenhang zwischen den verschiedenen Ressourcenkategorien. Die horizontale Achse beschreibt den geologischen Kenntnisstand und die Gewissheit über eine bestimmte Menge der Ressource. Die vertikale Achse hingegen gibt den wirtschaftlichen Aufwand der Gewinnung der Ressource in US-Dollar an. Das System ist dabei als dynamisch zu betrachten. Veränderungen der Vorratseinteilung sind einerseits die Folge von neuen Erkenntnissen (z. B. über Größe und Lage) von Uranvorkommen und beziehen sich andererseits aufsteigende technisch-wirtschaftliche Anforderungen und Kosten der Gewinnung. Daher können für Teile der Vorräte sowohl die Vorratskategorie als auch die Klasse der Gewinnungskosten neu definiert werden. Am zuverlässigsten sind die Angaben in der Kostenkategorie RAR < 80 USD/kg U, die nach derzeitiger BGR-Definition als Reserven (grün) eingestuft werden. Alle Vorräte mit höheren Gewinnungskosten werden aus Sicht der BGR als Ressourcen (ocker) betrachtet.

Begriffe zum Gesamtpotenzial von Energierohstoffen

Kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen (3)

Gesamtpotenzial



1) Kumulierte Förderung = Summer der Förderung seit Förderbeginn

Ländergruppen nach BGR Energiestudie 2023

Ländergruppen der BGR Energiestudie

Europa

Albanien, Andorra, Belgien, Bosnien und Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Färöer, Finnland, Frankreich, Gibraltar, Griechenland, Insel Man, Irland, Island, Italien, Jersey, Kosovo, Kroatien, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Malta, Mazedonien, Monaco, Montenegro, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, San Marino, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn, Vatikanstadt, Vereinigtes Königreich, Zypern

GUS (+ GEO, UKR)

Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldau (Republik), Russische Föderation, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan

Afrika

Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Côte d'Ivoire, Dschibuti, Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kenia, Komoren, Kongo (Demokratische Republik), Kongo (Republik), Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Marokko, Mauretanien, Mauritius, Mayotte, Mosambik, Namibia, Niger, Nigeria, Ruanda, Sambia, São Tomé und Príncipe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Somalia, St. Helena, Ascension und Tristan da Cunha, Südafrika, Südsudan, Sudan, Swasiland, Tansania (Vereinigte Republik), Togo, Tschad, Tunesien, Uganda, Zentralafrikanische Republik

Naher Osten

Bahrain, Irak, Iran (Islamische Republik), Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Palästinensische Gebiete, Saudi-Arabien, Syrien (Arabische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

Austral-Asien

„Austral“-Anteil: Australien, Cookinseln, Fidschi, Französisch-Polynesien, Guam, Kiribati, Marshallinseln, Mikronesien (Föderierte Staaten), Nauru, Neukaledonien, Neuseeland, Nördliche Marianen, Norfolkinsel, Palau, Pitcairnsinseln, Salomonen, Samoa, Timor-Leste, Tokelau, Tonga, Tuvalu, Vanuatu, Wallis und Futuna

„Asien“-Anteil: Afghanistan, Bangladesch, Bhutan, Brunei Darussalam, China, Hongkong, Indien, Indonesien, Japan, Kambodscha, Korea (Demokratische Volksrepublik), Korea (Republik), Laos (Demokratische Volksrepublik), Malaysia, Malediven, Mongolei, Myanmar, Nepal, Pakistan, Papua-Neuguinea, Philippinen, Singapur, Sri Lanka, Taiwan, Thailand, Vietnam

Nordamerika

Grönland, Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

Lateinamerika (Mittel- und Südamerika ohne Mexiko)

Anguilla, Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien (Plurinationaler Staat), Brasilien, Chile, Costa Rica, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Falklandinseln (Malwinen), (Französisch-) Guyana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Jungferninseln (Brit.), Jungferninseln (Amerik.), Kaimaninseln, Kolumbien, Kuba, Martinique, Montserrat, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, Puerto Rico, St. Kitts und Nevis, St. Lucia, St. Pierre und Miquelon, St. Vincent und die Grenadinen, Suriname, Trinidad und Tobago, Turks- und Caicosinseln, Uruquay, Venezuela (Bolivarische Republik)

Togo, Tonga, Trinidad und Tobago, Tschad, Tschechien, Türkei, Tunesien, Turkmenistan, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, Usbekistan, Vanuatu, Vatikanstadt, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten, Vietnam, Zentralafrikanische Republik, Zypern.

NAFTA (North American Free Trade Agreement)

Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

OECD (Organization for Economic Co-operation and Development; 38 Länder)

Australien, Belgien, Chile, Costa Rica, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Israel, Italien, Japan, Kanada, Kolumbien, Korea (Republik), Lettland, Litauen, Luxemburg, Mexiko, Neuseeland, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 13 Länder)

Äquatorialguinea, Algerien, Angola, Gabun, Irak, Iran (Islamische Republik), Kongo (Republik), Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

OPEC+

ist eine Plattform für die Kooperation der derzeit 13 OPEC-Mitgliedstaaten mit den derzeit 10 kooperierenden Partnern, den sogenannten nicht-OPEC-Ölförderländern: Aserbaidschan, Bahrain, Brunei Darussalam, Kasachstan, Malaysia, Mexiko, Oman, Russische Föderation, Sudan, Südsudan

OPEC-Golf

Irak, Iran (Islamische Republik), Kuwait, Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate

Wirtschaftspolitische Gliederungen nach BRG Energiestudie 2023

Wirtschaftspolitische Gliederungen (Stand: 2022)

BRICS-Staaten

Brasilien, Russische Föderation, Indien, China, Südafrika

Europäische Union

EU-28 Europäische Union (ab 01.07.2013) Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Ungarn, Zypern, Vereinigtes Königreich

EU p. B. (*EU-27 Europäische Union*) (ab 01.02.2020) ohne Vereinigtes Königreich

IAEA (International Atomic Energy Agency; 175 Länder)

Afghanistan, Ägypten, Albanien, Algerien, Angola, Antigua und Barbuda, Argentinien, Armenien, Aserbaidschan, Äthiopien, Australien, Bahamas, Bahrain, Bangladesch, Barbados, Belarus, Belgien, Belize, Benin, Bolivien (Plurinationaler Staat), Bosnien und Herzegowina, Botsuana, Brasilien, Brunei Darussalam, Bulgarien, Burkina Faso, Burundi, Chile, China, Costa Rica, Côte d'Ivoire, Dänemark, Deutschland, Dschibuti, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Eritrea, Estland, Fidschi, Finnland, Frankreich, Gabun, Georgien, Ghana, Grenada, Griechenland, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Indien, Indonesien, Irak, Iran (Islamische Republik), Irland, Island, Israel, Italien, Jamaika, Japan, Jemen, Jordanien, Kambodscha, Kamerun, Kanada, Kasachstan, Katar, Kenia, Kirgisistan, Kolumbien, Komoren, Kongo (Demokratische Republik), Kongo (Republik), Korea (Republik), Kroatien, Kuba, Kuwait, Laos (Demokratische Volksrepublik), Lesotho, Lettland, Libanon, Liberia, Libyen, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Madagaskar, Malawi, Malaysia, Mali, Malta, Marokko, Marshallinseln, Mauretanien, Mauritius, Mazedonien (ehem. jugoslawische Republik), Mexiko, Moldau (Republik), Monaco, Mongolei, Montenegro, Mosambik, Myanmar, Namibia, Nepal, Neuseeland, Nicaragua, Niederlande, Niger, Nigeria, Norwegen, Österreich, Oman, Pakistan, Palau, Panama, Papua-Neuguinea, Paraguay, Peru, Philippinen, Polen, Portugal, Ruanda, Rumänien, Russische Föderation, Sambia, Samoa, Sankt Kitts und Nevis, Sankt Lucia, San Marino, Saudi-Arabien, Schweden, Schweiz, Senegal, Serbien, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Singapur, Slowakei, Slowenien, Spanien, Sri Lanka, St. Vincent und die Grenadinen, Südafrika, Sudan, Syrien (Arabische Republik), Swasiland, Tadschikistan, Tansania (Vereinigte Republik), Thailand,

NAFTA (North American Free Trade Agreement)

Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

OECD (Organization for Economic Co-operation and Development; 37 Länder)

Australien, Belgien, Chile, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Israel, Italien, Japan, Kanada, Kolumbien, Korea (Republik), Lettland, Litauen, Luxemburg, Mexiko, Neuseeland, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 13 Länder)

Äquatorialguinea, Algerien, Angola, Gabun, Irak, Iran (Islamische Republik), Kongo (Republik), Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

OPEC-Golf

Irak, Iran (Islamische Republik), Kuwait, Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate

Maßeinheiten und Umrechnungsfaktoren (1)

Maßeinheiten

b, bbl	barrel, Fass;	1 bbl = 158,984 Liter
cf	Kubikfuß;	1 cf = 0,02832 m ³
J	Joule;	1 J = 0,2388 cal = 1 Ws
kj	Kilojoule;	1 kj = 10 ³ J
MJ	Megajoule;	1 MJ = 10 ⁶ J
GJ	Gigajoule;	1 GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
TJ	Terajoule;	1 TJ = 10 ¹² J = 278 x 10 ³ kWh = 34,1 t SKE
PJ	Petajoule;	1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278 x 10 ⁶ kWh = 34,1 x 10 ³ t SKE
EJ	Exajoule;	1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278 x 10 ⁹ kWh = 34,1 x 10 ⁶ t SKE
m³	Kubikmeter	
Nm³	Norm-Kubikmeter;	Gasmenge in 1 m ³ bei 0° C und 1,01325 bar [auch m ³ (Vn) abgekürzt]
Mio. m³	Millionen Kubikmeter;	1 Mio. m ³ = 10 ⁶ m ³
Mrd. m³	Milliarden Kubikmeter;	1 Mrd. m ³ = 10 ⁹ m ³
Bill. m³	Billionen Kubikmeter;	1 Bill. m ³ = 10 ¹² m ³
lb	pound, Pfund;	1 lb = 453,59237 Gramm
t	Tonne;	1 t = 10 ³ kg
t / a	metrische Tonne(n) pro Jahr	
toe	Tonnen Öl-Äquivalent (= tons of oil equivalent)	
kt	Kilotonne;	1 kt = 10 ³ t
Mt	Megatonne;	1 Mt = 10 ⁶ t = 1 Mio. t
Gt	Gigatonne;	1 Gt = 10 ⁹ t = 1 Mrd. t
Tt	Teratonne;	1 Tt = 10 ¹² t
W	Watt;	1 W = 1 J/s = 1 kg m ² /s ³
MW_e	Megawatt elektrisch;	1 MW = 10 ⁶ W
MW_{th}	Megawatt thermisch;	1 MW = 10 ⁶ W
Wh	Wattstunde;	1 Wh = 3,6 kWh = 3,6 kJ
GWh_e	Gigawattstunde elektrisch;	3,6 x 10 ⁹ kJ
GWh_{th}	Gigawattstunde thermisch;	3,6 x 10 ⁹ kJ

Umrechnungsfaktoren

1 t Erdöl; 1 toe $\hat{=}$ 7,35 bbl $\hat{=}$ 1,428 t SKE $\hat{=}$ 1.101 m³ Erdgas $\hat{=}$ 41,8 x 10⁹ J

1 t Schwerstöl; 1 toe $\hat{=}$ 6,19 bbl $\hat{=}$ 1,428 t SKE $\hat{=}$ 1.101 m³ Erdgas $\hat{=}$ 41,8 x 10⁹ J

1 t NGL/ Kondensat; 1 toe $\hat{=}$ 10,4 bbl $\hat{=}$ 1,428 t SKE $\hat{=}$ 1.101 m³ Erdgas $\hat{=}$ 41,8 x 10⁹ J

1 t LNG; 1.360 m³ Erdgas $\hat{=}$ 1,06 toe $\hat{=}$ 1,52 t SKE $\hat{=}$ 44,4 x 10⁹ J

1.000 Nm³ Erdgas; 35.315 cf $\hat{=}$ 0,9082 toe $\hat{=}$ 1,297 t SKE $\hat{=}$ 0,735 t LNG $\hat{=}$ 38 x 10⁹ J

1 t SKE; 0,70 toe $\hat{=}$ 770,7 m³ Erdgas $\hat{=}$ 29,3 x 10⁹ J

1 EJ (10¹⁸ J); 34,1 Mio. t SKE $\hat{=}$ 23,9 Mio. toe $\hat{=}$ 26,3 Mrd. m³ Erdgas $\hat{=}$ 278 Mrd. kWh

1 t Uran (nat.); 14.000 bis 23.000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte

1 kg Uran (nat.); 2,6 lb U₃O₈

1 Nm³ Wasserstoff; 0,0898 kg $\hat{=}$ 3,0 kWh (unterer Heizwert)

Energieeinheiten und Heizwerte für Erdgas, Stand 12/2016 (2)

1. Gesetzliche und gebräuchliche Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten

Einheit	kWh	kJ	kcal	kg SKE	kg ROE
1 kWh	1	3.600	860	0,123	0,086
1 kJ	0,000278	1	0,2388	°	°
1 kcal	0,001163	4,1868	1	°	°
1 kg SKE *	8,141	29.308	7.000	1	0,7
1 kg ROE *	11,63	41.868	10.000	1,428	1
1 m ³ Gas (H _u) *	9,7692	35.169	8.400	1,200	0,840
1 m ³ Gas (H _o) **	10,8300	38.988	9.312	1,330	0,931

* Die Angaben beziehen sich wie in den Energiebilanzen auf den unteren Heizwert (H_u), der bei Gas nur in Vergleichsrechnungen mit anderen Energieträgern zum Ansatz kommt (PEV, Wärmepreise).

** Die Angaben beziehen sich auf den oberen Heizwert (H_o), der - bis auf die obigen Einschränkungen - als grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft gilt.

Quelle: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

2. Heizwerte für Erdgas aus verschiedenen Ursprungsländern

Die unter 1. genannten Umrechnungsfaktoren für Gas sind in der Bundesrepublik gebräuchlich und beziehen sich auf ein Normgas. Der Heizwert von Erdgas aus verschiedenen Feldern ist jedoch sehr unterschiedlich:

1 m³ Erdgas aus entspricht..... MJ (oberer Heizwert)

Niederlande	33,32	33,34
Norwegen	39,98	39,63
Russland	37,58	38,23

Internationale Konvention:
Wenn nicht zu tatsächlichen, durchschnittlichen Wärmegehalten umgerechnet wird, sind die Volumenangaben so normiert, dass 1 m³ H_o 38 MJ entspricht.

Quelle: International Energy Agency: Natural Gas Information 2008 sowie 2014, S. 41-43;

Maßeinheiten und Umrechnungsfaktoren (3)

General conversion factors for energy

To:	PJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
From:	multiply by:				
PJ	1	2.388×10^5	2.388×10^{-2}	9.478×10^5	2.778×10^2
Gcal	4.187×10^{-6}	1	1.000×10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.187×10^1	1.000×10^7	1	3.968×10^7	1.163×10^4
MBtu	1.055×10^{-6}	2.520×10^{-1}	2.520×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.600×10^{-3}	8.598×10^2	8.598×10^{-5}	3.412×10^3	1

Conversion factors for mass

To:	kg	t	lt	st	lb
From:	multiply by:				
kilogramme (kg)	1	1.000×10^{-3}	9.842×10^{-4}	1.102×10^{-3}	2.205
tonne (t)	1.000×10^3	1	9.842×10^{-1}	1.102	2.205×10^3
long ton (lt)	1.016×10^3	1.016	1	1.120	2.240×10^3
short ton (st)	9.072×10^2	9.072×10^{-1}	8.929×10^{-1}	1	2.000×10^3
pound (lb)	4.536×10^{-1}	4.536×10^{-4}	4.464×10^{-4}	5.000×10^{-4}	1

Conversion factors for volume

To:	gal U.S.	gal U.K.	bbl	ft ³	l	m ³
From:	multiply by:					
U.S. gallon (gal U.S.)	1	8.327×10^{-1}	2.381×10^{-2}	1.337×10^{-1}	3.785	3.785×10^{-3}
U.K. gallon (gal U.K.)	1.201	1	2.859×10^{-2}	1.605×10^{-1}	4.546	4.546×10^{-3}
barrel (bbl)	4.200×10^1	3.497×10^1	1	5.615	1.590×10^2	1.590×10^{-1}
cubic foot (ft ³)	7.481	6.229	1.781×10^{-1}	1	2.832×10^1	2.832×10^{-2}
litre (l)	2.642×10^{-1}	2.200×10^{-1}	6.290×10^{-3}	3.531×10^{-2}	1	1.000×10^{-3}
cubic metre (m ³)	2.642×10^2	2.200×10^2	6.290	3.531×10^1	1.000×10^3	1

10 Erdgas-Produzenten und ausgewählte länderspezifische Brennwerte (oberen Heizwert Ho und unteren Heizwert Hu) in der Welt 2019/20 (4)

Conversion factors and unit abbreviations Umrechnungsfaktoren und Einheits- Abkürzungen

Selected country-specific gross calorific values

Ausgewählte länderspezifische Brennwerte Ho Natural gas

Top-ten producers in 2020	kJ/m ³
United States	38 602
Russian Federation	38 230
Islamic Rep. of Iran	39 356
People's Rep. of China	38 931
Canada	39 280
Qatar	41 400
Australia	39 914
Norway	39 349
Saudi Arabia	38 000
Algeria	39 565

Note: To calculate the net calorific value, the gross calorific value is multiplied by 0.9.

Energieeinheiten Erdgas

1.000 m³ = 0,9082 toe = 38,025 kJ/m³ = 10,56 TWh/m³,
bezogen auf den oberen Heizwert = Brennwert Ho,
1 m³ = 38 MJ/3,6 = 10,56 kWh

Um den Heizwert Hu zu berechnen wird der Brennwert Ho mit 0,9 multipliziert.
Heizwert Hu = 38,025 MJ/m³ x 0,9 = 34,2 MJ /m³ bzw. 10,56 kWh/m³ x 0,9 =
Heizwert Hu = 9,50 kWh/m³

Energieinhalte Flüssiggas LNT

1 t LNG = 1.380 m³ Erdgas = 1,06 toe = 44,4 J x 10⁹ = 44,4 J x 10⁹/3,6 = 12,33 kWh/m³
1.000 m³ Erdgas = 0,9082 toe = 38,0 J x 10⁹ = 0,735 t LNG = 38 MJ/3,6 = 10,56 kWh/m³

Aktuelle Beispiele aus Länderförderung Erdgas USA 2020: Produktion/Förderung 38,602 kJ/m³

- Ho 38,6 MJ/38 MJ = 1,0158 x 10,56 = 10,73 kWh/m³
- Hu 10,73 x 0,9 = 9,67 kWh/m³

Aktuell Welt Erdgas-Produktion/Förderung nach IEA Energiebilanz 2019

143,639 EJ = 39.900 TWh (Mrd. kWh)

- Hu (unterer Heizwert)

143,639 EJ/ 4.115 Mrd m³ (bcm) = 34,9 MJ/m³
39.900 Mrd. kWh/ 4.115 Mrd m³ (bcm) = 9,7 kWh/m³

- Ho Brennwert

143,639 EJ / (4.115 Mrd. m³ (bcm) x 0,9 = 38,8 MJ/m³
39.900 Mrd. kWh/(4.115 Mrd m³ (bcm) x 0,9) = 10,8 kWh/m³

Berechnungen und Umrechnungen für Energieträger Erdgas:

Erdgas ist ein Naturprodukt mit unterschiedlicher Zusammensetzung und Energiedichte. Außerdem sind Angaben zum Energiegehalt unterschiedliche Bezugsgrößen üblich. Folgende Konventionen sind wichtig:

1. In der Erdgaswirtschaft ist der Bezug auf den oberen Heizwert Ho, Brennwert, gross caloric value üblich.
2. In Energiebilanzen und Vergleichen zwischen Energieträgern (z.B. Preisvergleichen) bezieht man sich dagegen auf den unteren Heizwert Hu, Heizwert im engeren Sinne, net caloric value.
Die Differenz zwischen Hu und Ho ist die zur Verdunstung des bei der Verbrennung freiwerdenden Wassers notwendige Energie. Ho ist bei Erdgas etwa 10 Prozent höher als Hu

3. Deutsche Konvention bis 2007:
1 m³ Heizwert Hu entspricht 31,736 MJ
1 m³ Brennwert Ho entspricht 35,169 MJ

4. **Europäische Konvention ab 2008**: 1 m³ unterer Heizwert Hu entspricht 35,182 MJ = 9,77 kWh
1 m³ oberer Heizwert = Brennwert Ho entspricht 38,988 MJ = 10,83 kWh

5. **Internationale Konvention**: Wenn nicht zu tatsächlichen, durchschnittlichen Wärmegehalten umgerechnet wird, sind die Volumenangaben so normiert, dass 1 m³ Ho 38 MJ entspricht (siehe Welt, OECD)

1 t LNG Flüssiggas: 1.380 m³ Erdgas = 1,06 toe = 44,4 x 10⁹ J
1.000 Nm³ Erdgas: 35.315 cf = 0,9082 toe = 0,735 t LNG = 38 x 10⁹ J
1 EJ (10¹⁸ J): 23,9 Mio. toe = 26,3 Mrd. m³ Erdgas = 278 Mrd. kWh

Energieinhalte von Erdgas ¹⁾ in Deutschland und EU-27 zur Energiebilanz 2021 (6)

Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeeinheiten zur Energiebilanz 2021

Energieträger	Mengen- einheit	Energieinhalte Heizwert H _U (Brennwert H _O)		SKE-Faktor
		kJ/m ³	kWh/m ³	
Erdgasinhalt EU-27	m³	35.186 (38.988)	9,77 (10,83)	1,20/1,33
Erdgas H		37 440 (41 400)	10,40 (11,50)	1,28 (1,410)
Erdgas L		31 736 (35 168)	8,82 (9,769)	1,08 (1,200)
Erdgas einschl. Erdölgas	kWh	3.600	9,77	1,230
Grubengas	m ³	17.749	4,91	0,605
Kokereigas, Stadtgas	m ³	15 994	4,44	0,546
Gichtgas, Konvertergas	m ³	4 187	1,16	0,143

1) Naturgas = Erdgas, Erdölgas sowie Grubengas, Stadtgas u.a.

2) Erdgas H - Verhältnis Brennwert zu Heizwert: $11,50 \text{ kWh}_{\text{Ho}} / 10,40 \text{ kWh}_{\text{Hu}} = 1,108$

Umrechnung oberen Heizwert Ho (Brennwerte) in den unteren Heizwert Hu: Faktor 0,90

Anhang zum Foliensatz

Ausgewählte Internetportale + KI (1)

Statistikportal Bund & Länder

www.statistikportal.de

Herausgeber:

Statistische Ämter des Bundes und der Länder

E-Mail: Statistik-Portal@stala.bwl.de ; verantwortlich:

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

70199 Stuttgart, Böblinger Straße 68

Telefon: 0711 641- 0; E-Mail: webmaster@stala.bwl.de

Kontakt: Frau Spegg

Info

Bevölkerung, Wirtschaft, Energie, Umwelt u.a, **sowie**

- **Arbeitsgruppe Umweltökonomische Gesamtrechnungen**

www.ugrdl.de

- **Arbeitskreis „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen**

der Länder“; www.vgrdl.de

- **Länderarbeitskreis Energiebilanzen Bund-Länder**

www.lak-Energiebilanzen.de > mit Klimagasdaten

- **Bund-Länder Arbeitsgemeinschaft Nachhaltige**

Entwicklung; www.blak-ne.de

Energieportal Baden-Württemberg

www.energie.baden-wuerttemberg.de

Herausgeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Baden-Württemberg

Postfach 103439; 70029 Stuttgart

Tel.: 0711/126-0; Fax 0711/126-2881

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Portal Energieatlas Baden-Württemberg

www.energieatlas-bw.de

Herausgeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-

Württemberg, Stuttgart und

Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-

Württemberg, Karlsruhe

Info

Behördliche Informationen zum Thema Energie aus

Baden-Württemberg

Versorgerportal Baden-Württemberg

www.versorger-bw.de

Herausgeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Baden-Württemberg

Kernerplatz 9, 70182 Stuttgart

Tel.: 0711 / 126 – 0, Fax: +49 (711) 126-1259

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Info

Aufgaben der Energiekartellbehörde B.-W. (EKartB) und der Landesregulierungsbehörde B.-W. (LRegB), Netzentgelte, Gas- und Trinkwasserpreise, Informationen der baden-württemb. Netzbetreiber

Portal Umwelt BW

www.umwelt-bw.de

Herausgeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Baden-Württemberg

Postfach 103439; 70029 Stuttgart

Tel.: 0711/126-0; Fax 0711/126-2881

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Info

Der direkte Draht zu allen Umwelt- und Klimaschutzinformationen in BW

Ausgewählte Internetportale + KI (2)

Internetportal Kernenergie

www.kernenergie.de

Herausgeber

Informationskreis Kernenergie

Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin

Tel.: 030 498 555 30, Fax: 030 498 555 18

E-Mail: info@infokreis-kernenergie.de

Kontakt: Volker Wasgindt

in Zusammenarbeit mit

- Deutsches Atomforum e.V.

- Kerntechnische Gesellschaft e.V.

Info

Informationen über Kernenergie, Atomkraft, Zwischenlager, Kraftwerke, Wiederaufbereitung, Statistik

Microsoft – Bing-Chat mit GPT-4

www.bing.com/chat

Herausgeber:

Microsoft Bing

Info

b Bing ist KI-gesteuerter Copilot für das Internet zu Themen – Fragen und Antworten

Infoportal Energiewende Baden-Württemberg plus weltweit

www.dieter-bouse.de

Herausgeber:

Dieter Bouse, Diplom-Ingenieur

Werner-Messmer-Str. 6, 78315 Radolfzell am Bodensee

Tel.: 07732 / 8 23 62 30;

E-Mail: dieter.bouse@gmx.de

Info

Energiewende in Baden-Württemberg, Deutschland, EU-27 und weltweit

Ausgewählte Informationsstellen (1)

<p>Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Kernerplatz 9; 70182 Stuttgart Baden-Württemberg (UM) Tel.: 0711/ 126 – 0; Fax: 0711/ 126 - 2881 Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de; E-Mail: poststelle@um.bwl.de Besucheradresse: Hauptstätter Str. 67 (Argon-Haus), 70178 Stuttgart Referat 61: Grundsatzfragen der Energiepolitik Leitung: MR Tilo Kurz Tel.: 0711/126-1209; Fax: 0711/126-1258 E-Mail: tilo.kurtz@um.bwl.de</p> <p>Info Energieversorgung, Energiepolitik, Energiestatistik, Energiebericht</p>	<p>Statistisches Landesamt Baden-Württemberg Referat 44: Energiewirtschaft, Handwerk, Dienstleistungen, Gewerbeanzeigen Böblinger Str. 68, 70199 Stuttgart Internet: www.statistik-baden-wuerttemberg.de Tel.: 0711 / 641-0; Fax: 0711 / 641-2440 Leitung: Präsidentin Dr. Carmina Brenner Kontakt: RL'in RD'in Monika Hin (Tel. 2672), E-Mail: Monika.Hin@stala.bwl.de; Frau Autzen M.A. (Tel. 2137)</p> <p>Info Energiewirtschaft, Handwerk, Dienstleistungen, Gewerbeanzeigen Landesarbeitskreis Energiebilanzen der Länder, www.lak-energiebilanzen.de</p>
<p>Stiftung Energie & Klimaschutz Baden-Württemberg Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe Internet: www.energieundklimaschutzbw.de Tel.: 07 2163 - 12020, Fax: 07 2163 – 12113 E-Mail: energieundklimaschutzBW@enbw.com Kontakt: Dr. Wolf-Dietrich Erhard Info Plattform für die Diskussion aktueller und allgemeiner Fragen rund um die Themen Energie und Klimawandel; Stiftungsmittel durch EnBW</p>	<p>Verband für Energie- und Wasserwirtschaft Baden-Württemberg e.V. - VfEW - Schützenstraße 6; 70182 Stuttgart Internet: www.vfew-bw.de Tel.: 0711/ 933491-20; Fax 0711 /933491-99 E-Mail: info@vfew-bw.de Internet: www.vfew-bw.de Kontakt: GF Matthias Wambach, GF Dr. Bernhard Schneider Stv. Info Energie (Strom Gas, Fernwärme), Wasser</p>
<p>Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) Heißbrühlstr. 21c, 70565 Stuttgart Tel.: 0711/7870-0, Fax: 0711/7870-200 Internet: www.zsw-bw.de Kontakt: Leitung: Prof. Dr. Frithjof Staiß, Tel.: 0711 / 7870-235, E-Mail: staiss@zsw-bw.de Dipl.-Ing Tobias Kelm</p> <p>Info Statistik Erneuerbare Energien u.a.</p>	<p>Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heißbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart, Internet: www.ier.uni-stuttgart.de Tel.: 0711 / 685-878-00; Fax: 0711/ 685-878-73 Institutsleiter: Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek Kontakt: AL Dr. Ludger Eltrop, AL Dr. Ulrich Fahl E-Mail: le@ier.uni-stuttgart.de, ulrich.fahl@ier.uni-stuttgart.de, Tel.: 0711 / 685-878-11/ 16 / 30</p> <p>Info Energiemärkte, GW-Analysen, Systemanalyse und Energiewirtschaft bzw. EE u.a.</p>

Ausgewählte Informationsstellen (2)

<p>BAFA-Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle Frankfurter Straße 29 – 35; 65760 Eschborn Internet: www.bafa.de Tel.: 06196/ 908-237; Fax: 06196/ 908-11 237 Kontakt : Jan Benduhn, Referat 423 Erdgas</p> <p>Info Erdgasstatistik Deutschland; Grenzübergangspreise</p>	<p>Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Federal Institute for Geosciences and Natural Resources Stilleweg 2; 30655 Hannover Tel.: 0511 – 643-26 3; Fax: 0511 – 643-36 61 Internet: www.bgr.bund.de Kontakt: Kontakt: Dr. Harald Andruleit, Tel.: 0511 643 2513 , E-Mail: Harald.Andruleit@bgr.de</p> <p>Info Jahresberichte globale Energierohstoffe</p>
<p>BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V Reinhardtstr. 32; 10117 Berlin Internet: www.bdew.de; E-Mail: info@bdew.de Tel.: 0 30/ 300 199-0; Fax: 0 30/ 300 199-3900 Kontakt: Hauptgeschäftsführerin Hildegard Müller</p> <p>Info Informationen zum Strom, Gas und Wasser</p>	<p>Großabnehmerverband Energie Baden-Württemberg e.V. Breitlingstr. 35, 70184 Stuttgart Tel.: 0711/ 237 25-0, Fax: 711/ 237 25-99 E-Mail: ruch@gav-energie.de Internet: www.gav-energie.de Kontakt: GF Dipl.-Ing. Wolfgang Ruch</p> <p>Info Strom- und Gaspreise</p>
<p>Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) Schiffgraben 47, 30175 Hannover Telefon: 0511 121 720, Telefax: 0511 121 7210</p> <p>BVEG-Hauptstadtrepräsentanz Friedrichstraße 95, 10117 Berlin Telefon: 030 5050 88 910 Kontakt: Hauptgeschäftsführer Dr. Peter Westhof</p> <p>Info Erdöl-und Erdgasgewinnung, Geoenergie in Deutschland</p>	<p>ASUE-Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. Litfaß-Platz 3; 10178 Berlin Internet: www.asue.de Tel.: 0 30 / 22 19 13 49-0; Fax: 0 30 / 22 19 13 49-9 E-Mail: info@asue.de Kontakt: GF: Dr. Jochen Arthkamp; Andrej Krockner</p> <p>Info Förderung der Technologien zum sparsamen Gaseinsatz</p>

Ausgewählte Informationsstellen (3)

<p>Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Kontakt BMWi Berlin Scharnhorstr.34-37, 11015 Berlin Tel.: 030 /2014-9, Fax: 030 7 2014– 70 10 E-Mail: poststelle@bmwi.bund.de Internet: www.bmwi.de Kontakt: Info Wirtschaft-, Energie- und Klimaschutzpolitik</p>	<p>Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) c/o.. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin Tel.: + 49 30 300199-1600, Fax: Internet: www.ag-energiebilanzen.de Kontakt: Michael Nickel E-Mail: m.nickel@ag-energiebilanzen.de Info Energiebilanzen für Deutschland</p>
<p>Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Kontakt BMWi Bonn Villemombler Str. 76, 53123 Bonn Tel.: 0228 / 615-0, Fax: 0228 / 615-4436 E-Mail: Internet: www.bmwi.de Kontakt: Info Wirtschaft-, Energie- und Klimaschutzpolitik</p>	<p>Statistisches Bundesamt Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden Tel.: 0611 /75-1 oder 3444, Fax: 0611 / 75-3976 E-Mail: presse@destatis.de, Internet: www.destatis.de Internet: www.destatis.de; www.statistikportal.de Kontakt: Jörg Kaiser , Pressestelle Info Energie- und Umweltstatistik u.a.</p>
<p>DIW Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Königin-Luise-Str. 5, 14195 Berlin Tel.: 030 /89 789-0, Fax: 030 /89 789-200 E-Mail: postmasterdiw.de Internet: www.diw.de Kontakt: Info Umwelt und Energie</p>	<p>(IW) Institut der deutschen Wirtschaft Köln e.V. Konrad-Adenauer-Ufer 21; 50668 Köln Internet: www.iwkoeln.de E-Mail: Tel.: 0221 4981-1;Fax: 0221 4981-533 Kontakt : Direktor Prof. Dr. Michael Hüther Info Wirtschaft, Energie und Umwelt, u.a</p>
<p>Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.</p>	

Ausgewählte Informationsstellen (4)

<p>Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Köln Internet: www.vik-online.de Info</p>	<p>Verbraucherzentrale Baden-Württemberg Paulinenstr. 47, 70178 Stuttgart Internet: www.vz-bw.de Info Service</p>
<p>Gasversorgung Süddeutschland GmbH Schulze-Delitzsch-Straße 7, 70565 Stuttgart Tel.: +49 (0) 711 7812 5; Fax: +49 (0) 711 7812 1411 Kontakt: Geschäftsführer: Helmut Oehler Info Gasversorgung in Süddeutschland</p>	<p>terranets bw GmbH, Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart Mail info@terranets-bw.de; Web www.terranets-bw.de Tel +49 (711) 7812-0; Fax+49 (711) 7812-1296 Kontakt: Geschäftsführerin: Katrin Flinspach Info Netze für Gasversorgung Baden-Württemberg</p>
<p>E.ON AG E.ON-Platz 1; 40479 Düsseldorf Internet: www.eon.com Tel.: 02 11 - 45 79 - 0 E-Mail: info@eon.com Kontakt: Info Jährlicher Branchenreport Erdgas , z.B. 2011</p>	<p>Technologie-Transfer-Initiative GmbH an der Universität Stuttgart (TTI GmbH) Transfer- und Gründerzentrum Energiesystem- und Umweltanalysen - Eusys Pfaffenwaldring 31; 70569 Stuttgart Internet: www.energie-fakten.de E-Mail: Fragen-an@energie-fakten.de Tel.: 0711-685-87811; Fax: 0711-685 87873 Kontakt: Leiter des Transferzentrums: Prof. Dr.-Ing. A. Voß Geschäftsführer: Dr. L. Eltrop Info Aktuelle Autorenbeiträge zu wichtigen Energiethemen</p>
<p>Deutsche-Shell AG www.deutschebp.de</p>	<p>BP Global www.bp.com</p>
<p>Bund der Energieverbraucher Internet: www.energienetz.de</p>	<p>UBA Umweltbundesamt Bismarckplatz 1, 14191 Berlin Tel.: 030 / 8903-0, Fax: 030 / 89 03 -3993 Internet: www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de Kontakt: Info Klimadaten Deutschland , EU 28, Welt</p>

Ausgewählte Informationsstellen (5)

<p>BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Robert-Koch-Platz 4; 10115 Berlin Internet: www.bdew.de; E-Mail info@bdew.de Tel.: 0 30/72 61 47-0; Fax 0 30/72 61 47-140 Kontakt: Hauptgeschäftsführer Dr. Eberhard Meller</p> <p>Info Informationen zum Strom, Gas und Wasser</p>	<p>Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Rellinghauser Straße 1, 45128 Essen Tel: 0201/177-08, Fax: 0201/177-4272 E-Mail: kohlenstatistik@gvst.de Internet: www.kohlenstatistik.de Kontakt: GF Dr. Günter Dach, GF Christian Stephan</p> <p>Info Statistik der Kohlenwirtschaft</p>
<p>Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus Rellinhausener Straße 1, 45128 Essen Tel.: 0201 / 177 4331, Fax: 0201 / 177 4271 E-Mail: kommunikation@gvst.de Internet: www.gvst.de Kontakt:</p> <p>Info Statistik zur Steinkohlenversorgung u.a.</p>	<p>MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. bis Ende 2021 Georgenstraße 25, 10117 Berlin www.mwv.de Tel. (030) 202 205-30; Fax: (030) 202 205-55 info@mwv.de Kontakt: Hauptgeschäftsführer, Prof. Dr.-Ing. Christian Küchen</p> <p>Info Statistik zur Mineralölwirtschaft u.a.</p>
<p>DEBRIV Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. Auenheimer Str. 27, 50129 Bergheim Tel.: +49 2271 99577-34; Fax: +49 2271 99577-834</p> <p>Kontakt: Dipl.-Volkswirt Uwe Maaßen, Verantwortlicher Redakteur: E-Mail: uwe.maassen@braunkohle.de</p> <p>Info Jahresberichte, Broschüren Infos, Statistik zur Braunkohlenversorgung u.a.</p>	<p>Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (en2x) ab Ende 2021 Georgenstraße 25, 10117 Berlin Internet: www.en2x.de Tel.: +49 30 202 205 30; Fax: +49 30 202 205 55 Mail: info@en2x.de Kontakt: HGF Prof. Dr. Christian Küchen, Adrian Willig</p> <p>Info Kraftstoffe, z.B. Mineralöl</p>
	<p>Bundesverband Braunkohle (DEBRIV) Am Schillerplatz 4; 10625 Berlin Internet: www.braunkohle.de Tel. + 4930 / 315182-22 E-Mail: debriv@braunkohle.de Kontakt:</p> <p>Info Jahresberichte, Broschüren, Infos u.a.</p>

Ausgewählte Informationsstellen (6)

<p>Weltenergierat WEC Internet: www.worldenergy.org</p> <p>Info Beiträge zu internationalen Energiethemen, Energiestatistik</p>	<p>IEA International Energy Agency 9, rue de la Federation, F 75739 Paris Cedex 15 Tel.: + 33 1 40 57 65 00, Fax: + 33 1 40 57 65 59 Internet: www.iea.org Kontakt: Info Energiestatistik, Key World Energy Statistics 2012</p>
<p>Deutsches Nationales Komitee des Weltenergierates (DNK) Gertraudenstr. 20, 10178 Berlin Internet: www.weltenergierat.de E-Mail: info@weltenergierat.de Tel.: 030 20 61 – 6750; Fax: (030) 20 28 - 2595 Kontakt: Geschäftsführer Dr. Carsten Rolle</p> <p>Info Beiträge zu nationalen und internationalen Energiethemen, Energiestatistik</p>	<p>OECD Berlin Centre Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung Schumannstraße 10, 10117 Berlin Internet: www.oecd.org/berlin Tel.:030/ 30 28 88 35 3 E-Mail: berlin.centre@oecd.org Kontakt: Matthias Rumpf; Tel.: 030 / 30 28 88 35 41 E-Mail: matthias.rumpf@oecd.org</p> <p>Info Informationen und Statistiken zur OECD</p>
<p>OGP Internationaler Verband der Öl- und Gasproduzenten Internet: www.ogp.org.uk</p> <p>London 209-215 Blackfriars Road; London SE1 8NL, Großbritannien Telefon: +44 (0) 20 7633 0272 , Fax: +44 (0) 20 7633 2350 E-Mail: reception@ogp.org.uk</p> <p>Brüssel Bd du Souverain, 165 - 4. Etage ; B-1160 Brüssel, Belgien Telefon: +32 (0) 2 566 9150, Fax: +32 (0) 2 566 9159 E-Mail: reception@ogp.be</p> <p>Info Weltweite Erdgas- und Ölförderung</p>	<p>GIE Gas-Infrastruktur Europa Internet: www.gie.eu.com</p> <p>Info Gasinfrastruktur in Europa; wichtige Links zur internationalen Gaswirtschaft</p>

Ausgewählte Informationsstellen (7)

<p>Die Weltbank 1818 H Street, NW; Washington, DC 20433 USA Tel.: (202) 473-1000; Fax: (202) 477-6391 Internet: www.worldbank.org E-Mail: Kontakt: Info Statistik BIP u.a.</p>	<p>United Nations Internet: http://unstats.un.org Kontakt: Info Energie- und Umweltstatistik u.a UNFCCC -GHD-Data</p>
<p>Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) L7.1, 68161 Mannheim Tel.: 0621 / 1235-01, Fax: 0621 /1235-224 E-Mail: info@zew.de, Internet: www.zew.de Kontakt: Ulf Moslener Info Angewandte Wirtschaftsforschung, z.B. Energiemarkt</p>	<p>Europäische Kommission Vertretung der Bundesrepublik Deutschland Unter den Linden 78, 10117 Berlin Tel.: 030 / 2280-2000, Fax: 030 / 2280-2222 E-Mail: eu-berlin@deutschland.dg10-burc.cec.be Internet: www.eu-kommission.de, www.eu.int Kontakt: Dr. Klaus Löffler Info EU-Informationen</p>
<p>Europäischer Kommissar für Energie B - 1049 Brüssel (Belgien) Rue J.-A. Demont, 24-28 Fax: +32 (0) 2 299 1827 Internet: http://ec.europa.eu/energy Kontakt: Miguel Arias Canete Info Energie</p>	<p>Eurostat L-2920 Luxemburg Internet: europa.eu.int/com/eurostat/ Kontakt: Philippe BAUTIER, Pressestelle E-Mail: eurostat-pressoffice@cec.eu.int Tel: +352-4301-33 444, Fax: +352-4301-35 349 Gregor KYI; E-Mail: gregor.kyi@cec.eu.int Tel: +352-4301-34 553, Fax: +352-4301-34 029 Info Pressemitteilung</p>
<p>CEDIGAZ Internationale Association for Natural Gas Internet: www.cefic.org</p>	<p>Eurogas Erdgasindustrie in der Europäischen Union Internet: www.eurogas.org</p>

Ausgewählte Infomaterialien (1)

<p>Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg vom 1. Februar 2023</p> <p>Herausgeber: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM)</p> <p>Besucheradresse: Hauptstätter Str. 67 (Argon-Haus), 70178 Stuttgart Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de Tel.: 0711/126-1203, Fax: 0711/126-1258 E-Mail: poststelle@um.bwl.de, Schutzgebühr: pdf kostenlos</p>	<p>Erdgaswirtschaft in Deutschland 2022 Ausgabe 12/2022 Herausgeber: AGEB Tagung 12/2022</p> <p>Stat. Monatsberichte Erdgas, Öl und Geoenergie in Deutschland Herausgeber Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) Schiffgraben 47, 30175 Hannover Telefon: 0511 121 720, Telefax: 0511 121 7210</p>
<p>Energiebericht 2022, Energiebericht kompakt 2023 Ausgabe: 10/2022; 7/2023 Herausgeber: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM) & Stat. LA BW</p> <p>Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2022 Ausgabe 5/2022.pdf Verfasser: Leipziger Institut für Energie GmbH Herausgeber: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM) Schutzgebühr: pdf kostenlos</p>	<p>Deutschland – Rohstoffsituation 2013, Ausgabe 11/2014 Energiestudie 2023, Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung, Ausgabe: 2/2024 Herausgeber: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Stilleweg 2; 30655 Hannover Tel.: 0511 – 643-26 3; Fax: 0511 – 643-36 61 Internet: www.bgr.bund.de Schutzgebühr: jeweils kostenlos, PDF-Datei</p>
<p>Energiedaten Nationale und Internationale Entwicklung Gesamtausgabe: 1/2022; pdf Herausgeber: Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Kontakt BMWk Berlin Scharnhorstr.34-37, 11015 Berlin Tel.: 030 /2014-9, Fax: 030 7 2014– 70 10 E-Mail: poststelle@bmwk.bund.de Schutzgebühr: kostenlos</p>	<p>Key World Energy Statistics 2021 Ausgabe 9/2021 Herausgeber: IEA International Energy Agency 9, rue de la Federation, F 75739 Paris Cedex 15 Tel.: + 33 1 40 57 65 00, Fax: + 33 1 40 57 65 59 Internet: www.iea.org Schutzgebühr: kostenlos, PDF-Datei</p>

Ausgewählte Infoschriften (2)

<p>Energie 2020 – Eine Strategie für eine wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energieversorgung Europäischen Kommission Energie , Brüssel Ausgabe November 2010, pdf</p>	<p>Energieinfrastruktur Prioritäten für 2020 Europäischen Kommission Energie , Brüssel Ausgabe November 2010, pdf</p>
<p>Integrität und Transparenz Europäischen Kommission Energie, Brüssel Ausgabe Dezember 2010, pdf</p>	<p>Entsorgung nuklearer Abfälle Europäischen Kommission Energie , Brüssel Ausgabe November 2010, pdf</p>
<p>Offshore Öl- & Gas-Plattformen Standards Europäischen Kommission Energie , Brüssel Ausgabe Oktober 2010, pdf</p>	<p>CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION Highlights 2021, Ausgabe 11/2021 Herausgeber: IEA Internationale Energieagentur, Paris</p>
<p>Europa in Zahlen – Eurostat Jahrbuch Laufende Aktualisierung der Online Ausgabe Energiebilanzen für EU-27 im Jahr 2022, Ausgabe 6/2022 Herausgeber: Eurostat L-2920 Luxemburg Internet: http://ec.europa.eu/eurostat</p>	<p>Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2019 Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 Herausgeber: UBA Umweltbundesamt Bismarckplatz 1, 14191 Berlin Tel.: 030 / 8903-0, Fax: 030 / 89 03 -3993 Internet: www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de</p>
<p>Energy, transport and environment indicators 2020 Energie, Verkehr und Umweltindikatoren Ausgabe 11/2020, pdf Herausgeber: Eurostat L-2920 Luxemburg Internet: http://ec.europa.eu/eurostat</p>	<p>Versorgungssicherheit bei Erdgas, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG; Ausgabe Juli 2017 Herausgeber: Bundwirtschaftsministerium für Wirtschaft und Technologie Scharnhorstr.34-37, 11015 Berlin Tel.: 030 /2014-9, Fax: 030 7 2014– 70 10 E-Mail: poststelle@bmwi.bund.de Schutzgebühr: kostenlos</p>
<p>EEA Technical report Nr. 9/2014 <i>Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2015 and inventory report 2015</i> Herausgeber: European Environment Agency (EEA) = Europäische Umweltagentur</p>	<p>Erdgas Natural Gas Information 2021, Globaler Überblick Ausgabe: 7-2021 EN Herausgeber: IEA Internationale Energieagentur, Paris</p>

Übersicht Foliensätze zu den Energiethemen Märkte, Versorgung, Verbraucher und Klimaschutz

Energieträgermärkte	Energieversorgung	Stromversorgung	Energieverbrauch & Energieeffizienz
Ölmärkte Nationale und Internationale Entwicklung	Energieversorgung in Baden-Württemberg	Stromversorgung in Baden-Württemberg	Energieverbrauch & Energieeffizienz im Sektor Private Haushalte
Erdgasmärkte Nationale und Internationale Entwicklung	Energieversorgung in Deutschland	Stromversorgung in Deutschland	Energieverbrauch & Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)
Kohlenmärkte Nationale und Internationale Entwicklung	Energieversorgung in der EU-27	Stromversorgung in der EU-27	Energieverbrauch & Energieeffizienz im Sektor Industrie
Kernenergiemärkte Nationale und Internationale Entwicklung	Energieversorgung in der Welt	Stromversorgung in der Welt	Energieverbrauch & Energieeffizienz im Sektor Verkehr
Erneuerbare Energiemärkte Nationale und internationale Entwicklung	Energie- und Stromversorgung Baden-Württemberg im internationalen Vergleich		Energiebilanz Anwendungsbereiche
	Energiewende Nationale und internationale Entwicklung		
Klima & Energie Nationale und internationale Entwicklung	Die Energie der Zukunft Entwicklung der Energiewende in Deutschland		Wirtschaft & Energie, Effizienz Nationale und internationale Entwicklung
	Energie- und Stromversorgung Nationale und internationale Entwicklung		

Entwicklungen in der deutschen Gaswirtschaft im Jahr 2024



Folienauszug:

- Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland bis 2024
- Gasflüsse nach DE nach angrenzenden Nachbarstaaten 2024
- Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft 2024
- Entwicklung der Erdgas-Nettoimporte Deutschlands bis 2024
- Entwicklung der inländischen Erdgasförderung bis 2024
- Prozentuale Speicherfüllstände der Erdgasspeicher DE bis 2024
- Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft 2024
- Herkunft der LNG-Liefermengen
- Produktion der Branchen, die viel Erdgas einsetzen bis 2024
- Monatliche Stromerzeugung aus Erdgas 2024
- Monatliche Wärmeerzeugung aus Erdgas 2024
- Preisentwicklung Erdgas (THE) 2024
- Baugenehmigungen nach Gebäudeart und Wohnungsgröße
- Entwicklung der Baugenehmigungen für neue Wohnungen nach Gebäudeart und Wohnungsgröße bis 2024
- Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland bis 2024
- Entwicklung des Erdgasabsatzes nach Abnehmern in DE bis 2024

Entwicklungen in der deutschen Gaswirtschaft – das Jahr 2024

Sitzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen am 16. Dezember 2024

Christian Bantle, BDEW

© BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 16.12.2024