

令和4年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業

(国内外のエネルギー動向に関する調査・分析・制作)

調査報告書

令和5年3月

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

第2部 エネルギー動向

第1章 国内エネルギー動向

第1節 エネルギー需給の概要

1. エネルギー消費の動向

高度経済成長期に、日本の最終エネルギー消費は国内総生産(GDP)よりも高い伸び率で増加しました。しかし、1970年代の二度の石油危機を契機に、製造業を中心に省エネルギー(以下「省エネ」という。)が推進されるとともに、省エネ型製品の開発も盛んになり、こうした努力の結果、エネルギー消費を抑制しながら経済成長を果たしてきました。その後、1990年代には原油価格が低水準で推移する中で、家庭部門、業務他部門を中心にエネルギー消費は増加しましたが、2000年代半ば以降は再び原油価格が上昇したこともあり、2005年度をピークに最終エネルギー消費は減少傾向にあります。2021年度は新型コロナウイルス感染症からの経済回復等により、実質GDPが2020年度比で2.5%増加し、最終エネルギー消費は同2.0%増加しました。

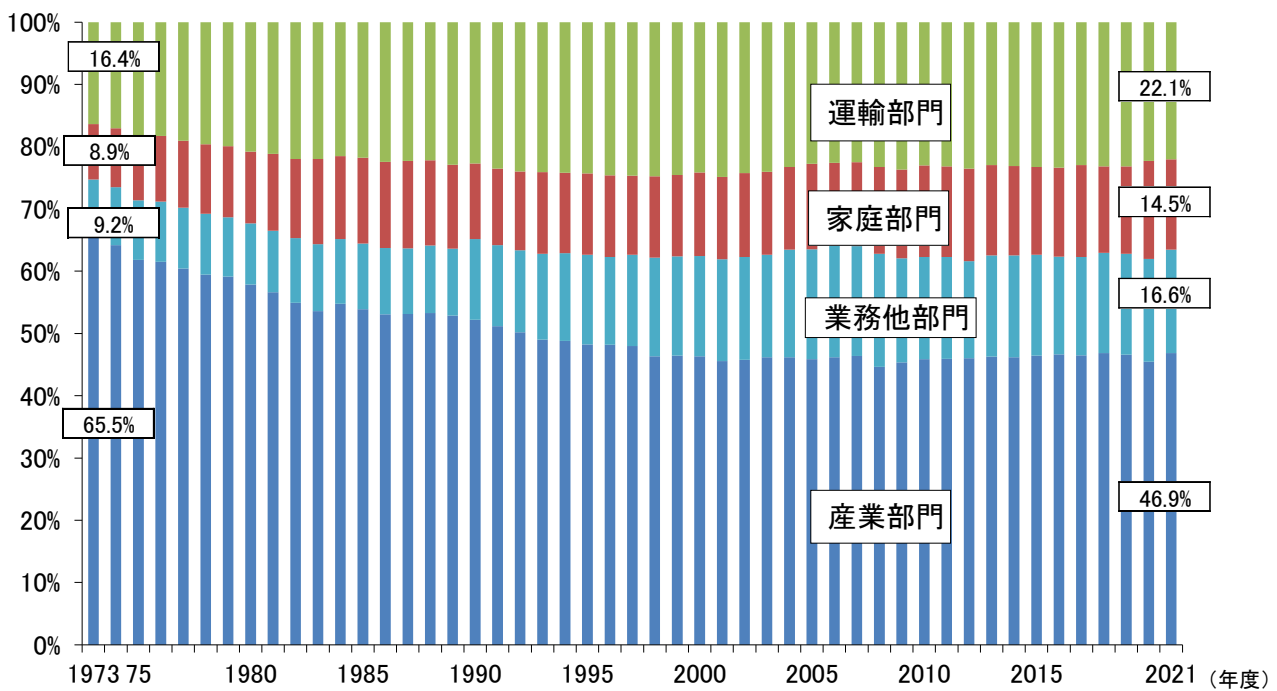
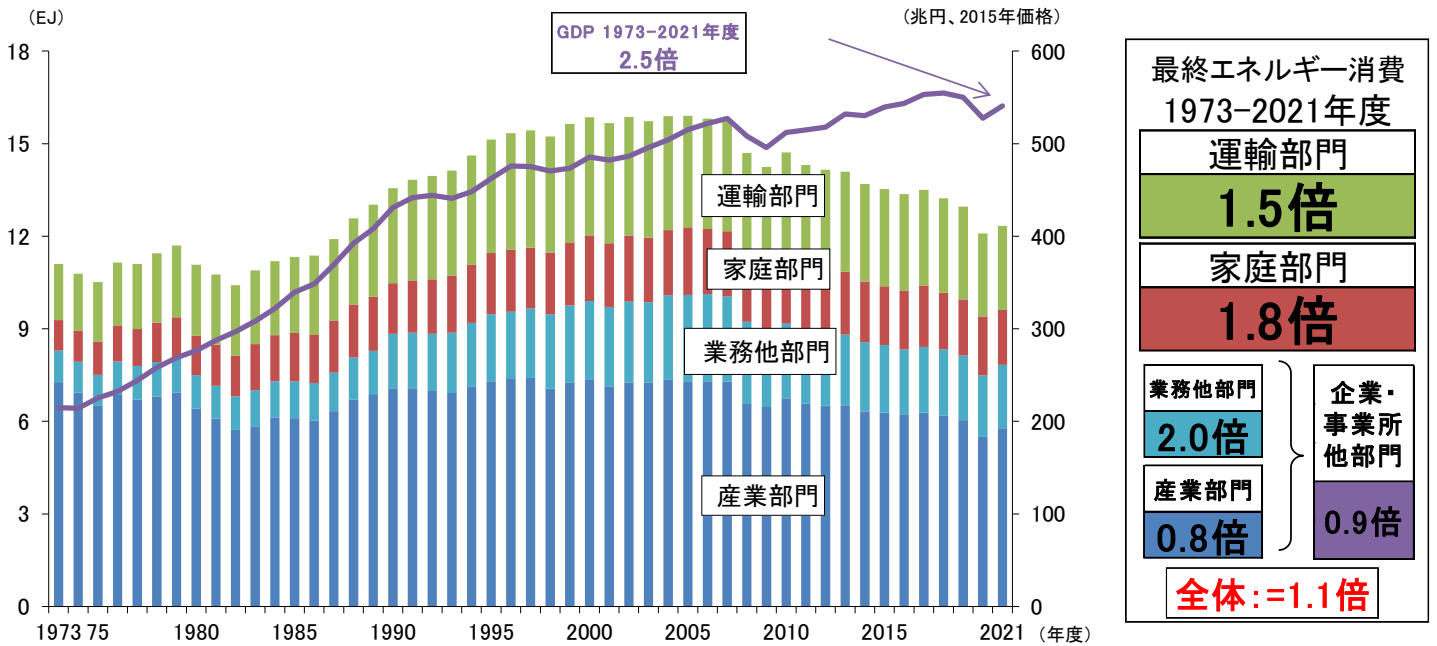
部門別のエネルギー消費を見ると、1973年度から2021年度までの伸びは、企業・事業所他部門が0.9倍(産業部門¹0.8倍、業務他部門2.0倍)、家庭部門が1.8倍、運輸部門が1.5倍となりました。企業・事業所他部門では第一次石油危機以降、経済成長する中でも製造業を中心に省エネが進んだことから同程度の水準で推移した一方、家庭部門・運輸部門ではエネルギー利用機器や自動車等の普及が進んだことから、大きく増加しました。その結果、日本の最終エネルギー消費に占める企業・事業所他、家庭、運輸の各部門のシェアは、第一次石油危機当時の1973年度の74.7%、8.9%、16.4%から、2021年度には63.5%、14.5%、22.1%へと変化しました(第211-1-1)。

日本のエネルギー効率(GDP1単位を生み出すために必要な一次エネルギー供給量)の推移を見ると、1973年度の70PJ²/兆円から、2021年度には34PJ/兆円に半減するなど、大きく改善していることもわかります(第211-1-2)。

¹ 産業部門は農林水産鉱建設業と製造業の合計。

² 1PJ=10¹⁵J

【第211-1-1】最終エネルギー消費と実質GDPの推移



(注1) J(ジュール)=エネルギーの大きさを示す単位。1EJ(エクサジュール)= 10^{18} J=0.0258×10⁹原油換算kl。

(注2)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降の数値について算出方法が変更されている³。

(注3)産業部門は農林水産鉱建設業と製造業の合計。

(注4)1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

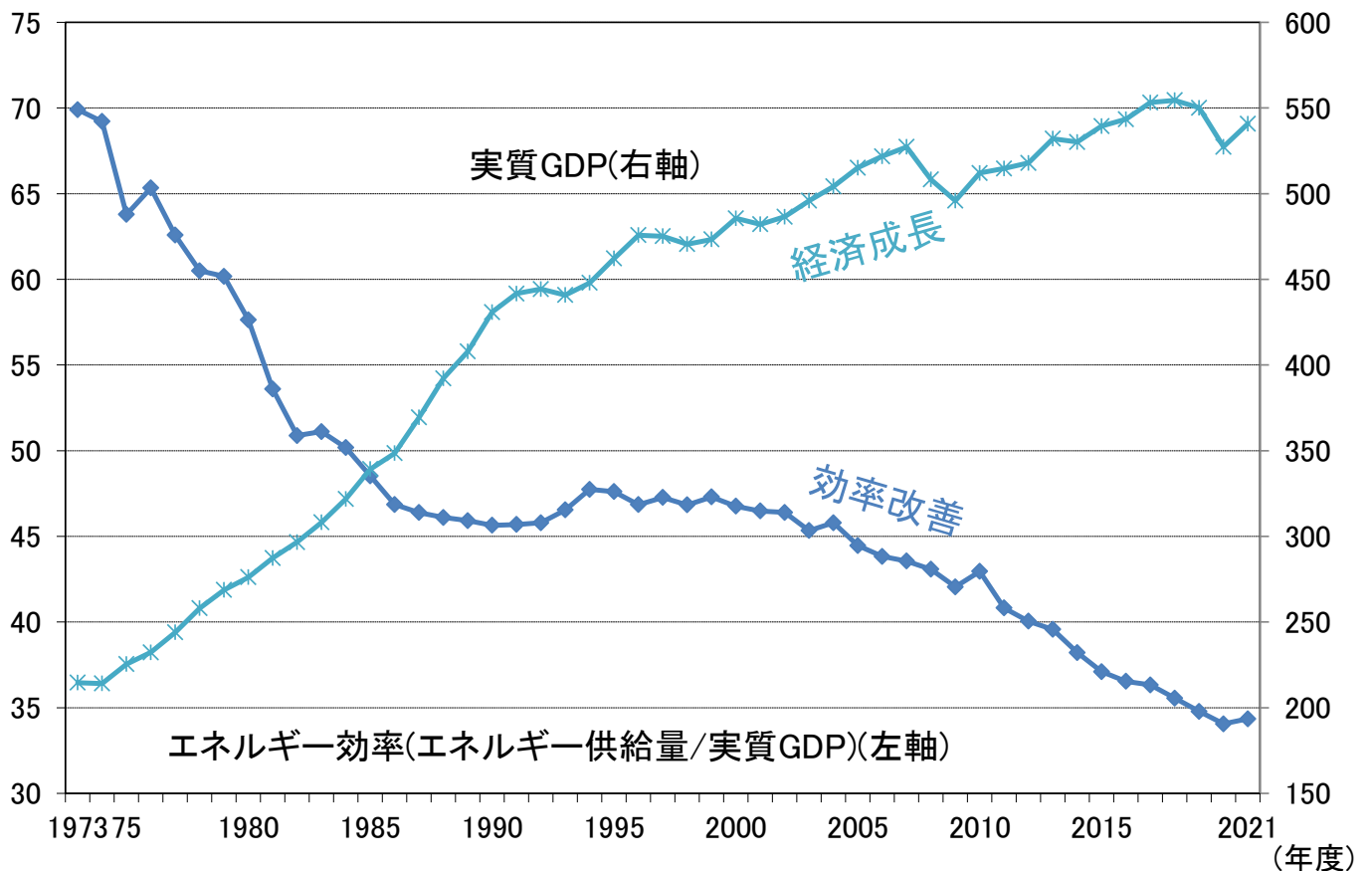
出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

³ 旧総合エネルギー統計は、「エネルギー生産・需給統計」を中心に販売側の統計に基づいた算出が行われていましたが、政府統計の整理合理化対策の一環として石炭・石油製品の販売統計調査が2000年を最後に廃止されたこと等から、継続して作成することができなくなりました。このようなことから、新しい総合エネルギー統計では、石油等消費動態統計・家計調査報告や自動車燃料消費調査等の消費側の各種統計調査を中心とする算出方法に変更されています。よって、1990年度の前後の比較にあたっては留意する必要があります(以下「総合エネルギー統計」に係る比較についても同じです)。

【第211-1-2】実質GDPとエネルギー効率(一次エネルギー供給量/実質GDP)の推移

PJ/兆円(2015年価格)

兆円(2015年価格)



(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降の数値について算出方法が変更されている。

(注2)1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」を基に作成

COLUMN

日本のエネルギーバランス・フロー概要

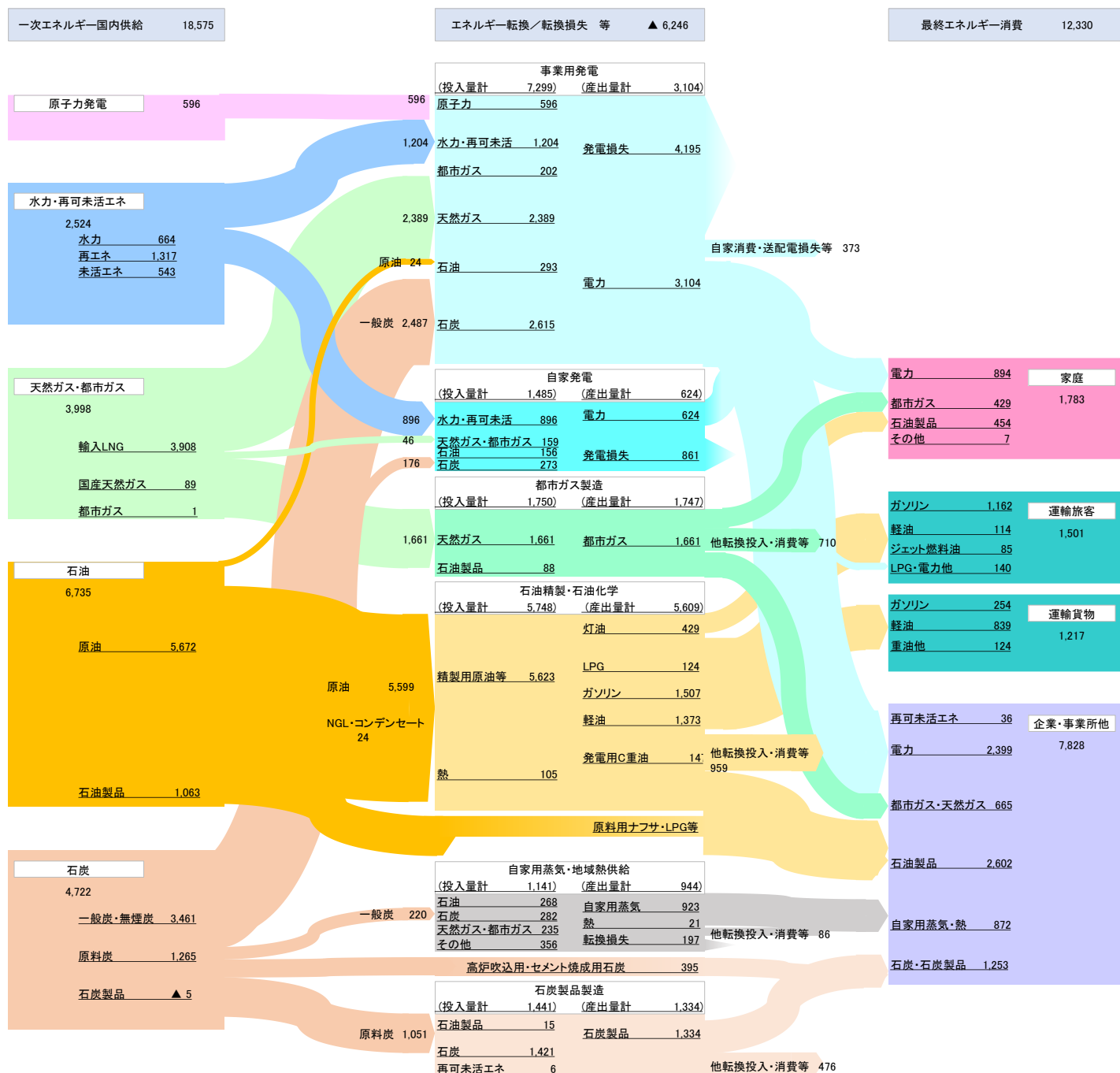
日本ではエネルギーがどのように供給、消費されているかについて、大きな流れを見てみましょう。エネルギーは、生産されてから使用されるまでの間に様々な段階、経路を経ています。具体的には、原油、石炭、天然ガス等のエネルギーが生産され、電気や石油製品等に形を変える発電・転換部門(発電所、石油精製工場等)を経て、私たちが最終的に消費するという流れになっています。この際、発電・転換部門で生じるロスまでを含めた全てのエネルギー量を「一次エネルギー供給」といい、最終的に消費者が使うエネルギー量を「最終エネルギー消費」といいます。エネルギーが最終消費者に届くまでには発電や輸送中のロス等が生じるため、一次エネルギー供給からこれらのロスを差し引いたものが最終エネルギー消費になります。2020年度は、日本の一次エネルギー供給を100とすると、最終エネルギー消費は約67であり、約33が発電等の段階で損失していることになります。

一次エネルギー供給は、石油や天然ガス、石炭、原子力、太陽光、風力等といったエネルギーの元々の形態ですが、最終エネルギー消費では、私たちが最終的に使用する石油製品(ガソリン、灯油、重油等)や都市ガス、電力、熱等の形態に転換されています。一次エネルギーごとにその流れを見ると、原子力、再生可能エネルギー(以下「再エネ」という。)等は、その多くが電力に転換され、消費されました。一方、天然ガスについては、電力へ転換されるだけでなく、熱量を調整した都市ガスへも転換されており、都市ガスとしての消費も大きな割合を占めました。石油については、電力への転換の割合は比較的小さく、そのほとんどが石油精製の過程を経て、ガソリン、軽油等の輸送用燃料、灯油や重油等の石油製品、石油化学原料

用のナフサ等として消費されました。石炭については、電力への転換及び製鉄に必要なコークス用原料としての使用が大きな割合を占めました(第211-1-3)。

【第211-1-3】日本のエネルギーバランス・フロー概要(2021年度)

単位:10¹⁵J



(注1)本フロー図は我が国のエネルギーの流れの概要を示すものであり、細かなものは表現していない。

(注2)「石油」は、原油、NGL・コンデンセートのほか、石油製品を含む。

(注3)「石炭」は、一般炭・無煙炭、原料炭のほか、石炭製品を含む。

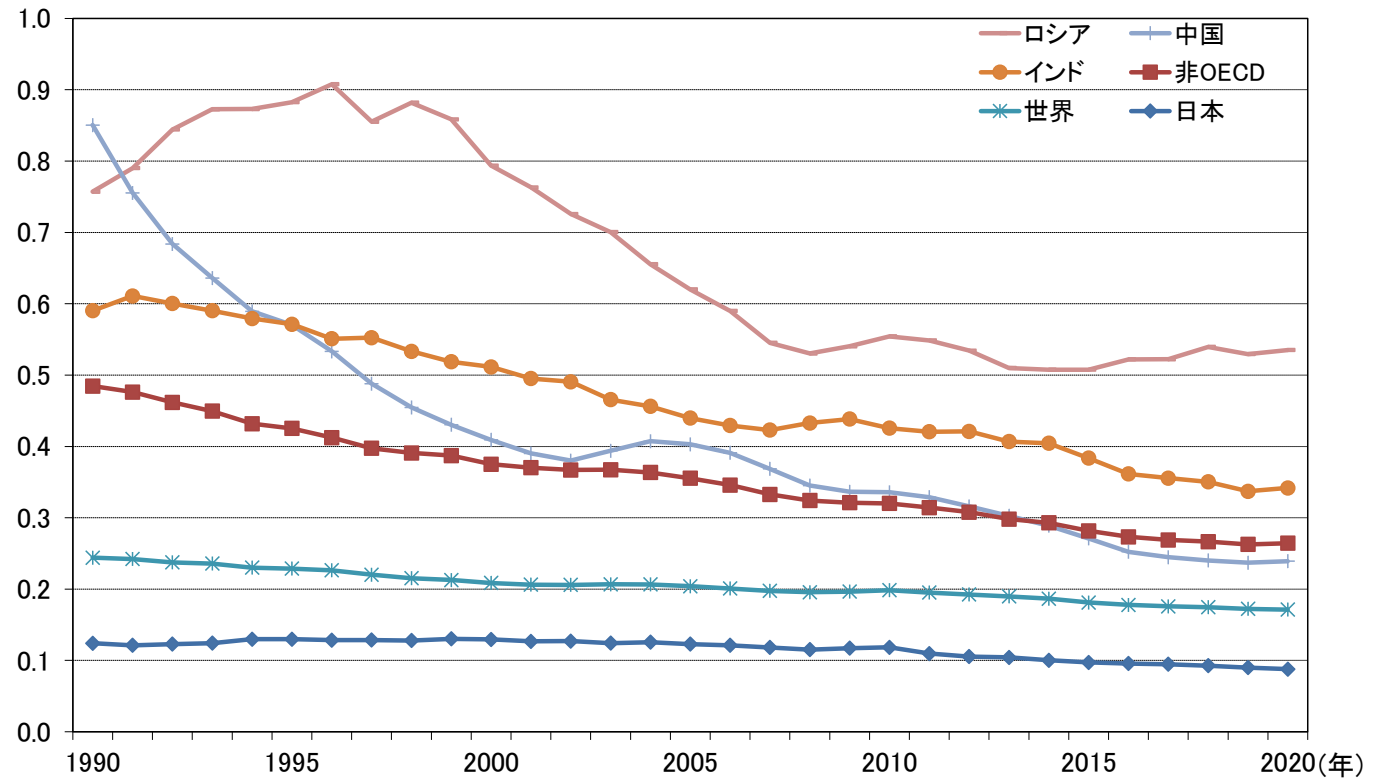
出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

2.海外との比較

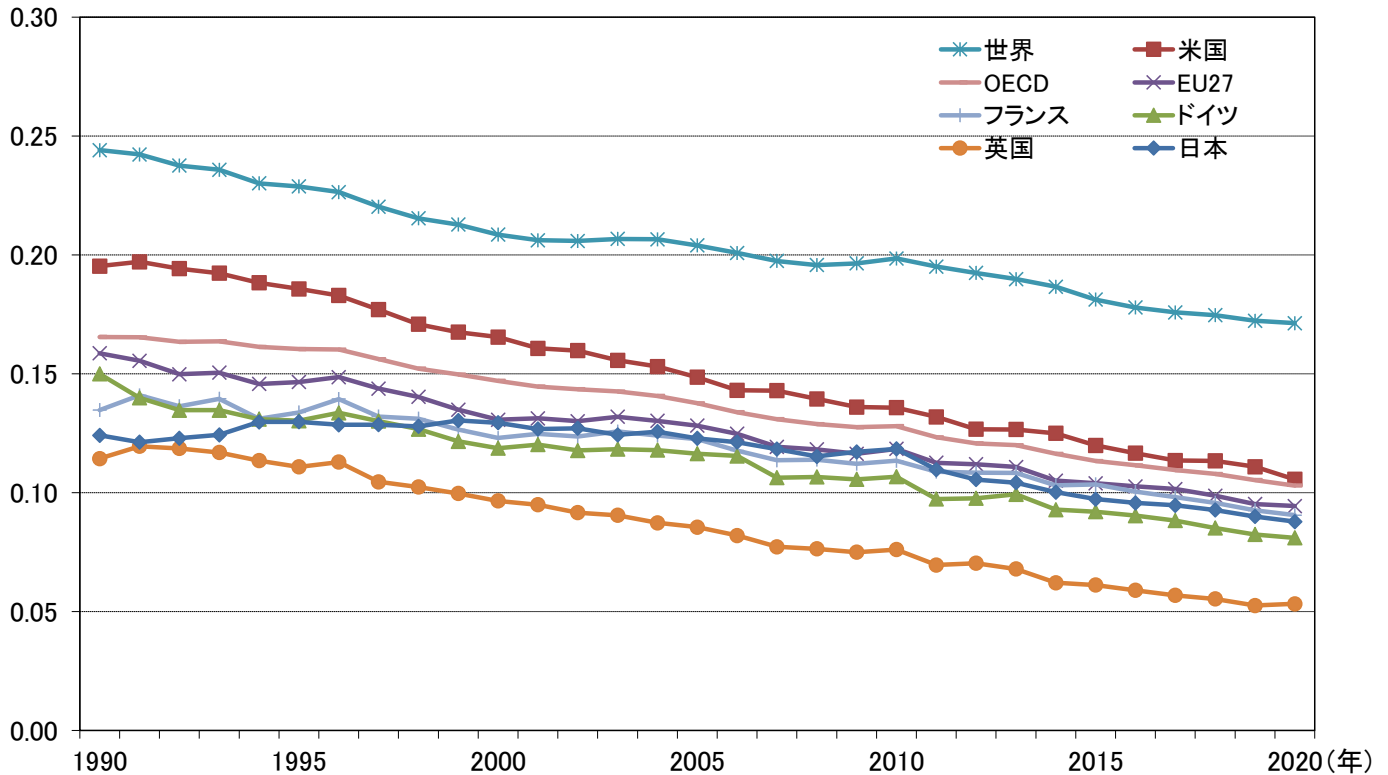
世界各国における1単位の国内総生産(GDP)を産出するために必要なエネルギー消費量の推移を見ると、日本は世界平均を大きく下回る水準を維持しています。2020年における日本の実質GDP当たりのエネルギー消費は、インド、中国の4分の1から3分の1程度の少なさであり、省エネが進んでいる欧州の主要国と比較しても遜色ない水準です。現在の日本のエネルギー利用効率が高いことがわかります(第211-2-1、第211-2-2)。

【第211-2-1】実質GDP当たりのエネルギー消費の主要国・地域比較

石油換算トン/千米ドル(2015年基準)



石油換算トン/千米ドル(2015年基準)

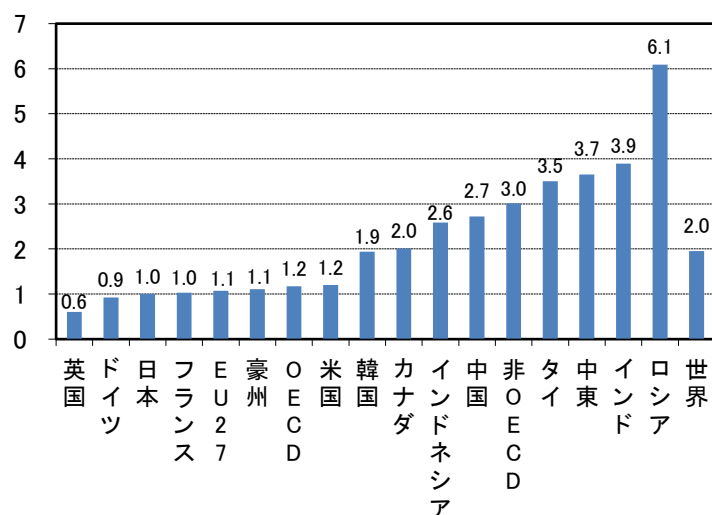


(注1)一次エネルギー消費量(石油換算トン)/実質GDP(千米ドル、2015年基準)。

(注2) 出所が国際エネルギー機関(IEA)の表(IEA資料)については、IEAとの合意に基づいて提供されます。IEA資料の使用には、<http://www.iea.org/terms/rights>にあるIEAの利用規約が適用されます。IEAの利用規約で許可されていないIEA資料の使用について、IEAから個別の許可を取得したい場合は、[IEAのrights@iea.org](mailto:IEArights@iea.org)までご連絡ください。本注記は、本グラフ以降のグラフについても同様です。

出典:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」、World Bank「World Development Indicators」を基に作成

【第211-2-2】実質GDP当たりのエネルギー消費の主要国・地域比較(2020年)



(注)一次エネルギー消費量(石油換算トン)/実質GDP(米ドル、2015年基準)を日本=1として換算。

出典:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」、World Bank「World Development Indicators」を基に作成

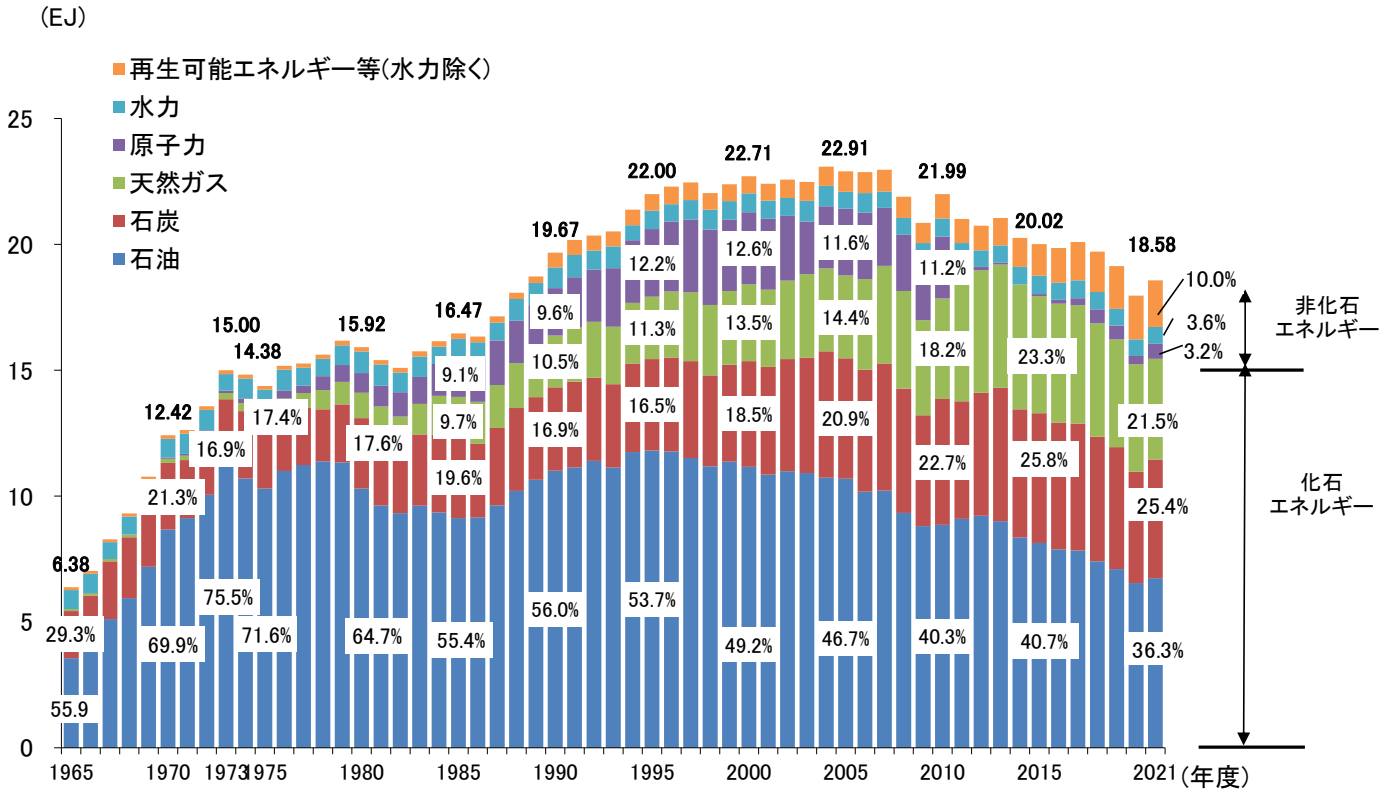
3.エネルギー供給の動向

日本のエネルギー需要は、1960年代以降急速に増大しました。それ以前は、国産石炭が日本のエネルギー供給の中心を担っていました。その後、国産石炭が価格競争力を失う中で、日本の高度経済成長期をエネルギー供給の面で支えたのが、中東地域等で大量に生産されている石油でした。日本は、安価な石油を大量に輸入し、1973年度には一次エネルギー供給の75.5%を石油に依存していました。

しかし、1970年代の二度の石油危機によって、原油価格の高騰と石油供給断絶の不安を経験した日本は、エネルギーの安定供給を実現させるため、石油依存度を低減させ、石油に代わるエネルギーとして、原子力、天然ガス、石炭、再エネ等の開発を加速させていきました。その結果、一次エネルギー供給に占める石油の割合は、2010年度には40.3%と、第一次石油危機時(1973年度)の75.5%から大幅に低下し、その代替として、石炭(22.7%)、天然ガス(18.2%)、原子力(11.2%)の割合が増加することで、エネルギー源の多様化が図られました。

しかし、2011年に発生した東日本大震災とその後の原子力発電所の停止により、原子力に代わる発電燃料として化石エネルギーの消費が増え、減少傾向にあった石油の割合が、2012年度には44.5%まで上昇しました。その後は、発電部門で再エネの導入や原子力の再稼動が進んだこと等により、石油火力の発電量が減少傾向にあります。その結果、一次エネルギー供給に占める石油の割合は9年連続で減少しており、2021年度には1965年度以来最低の36.3%となりました(第211-3-1)。

【第211-3-1】一次エネルギー国内供給の推移



(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値について算出方法が変更されている。

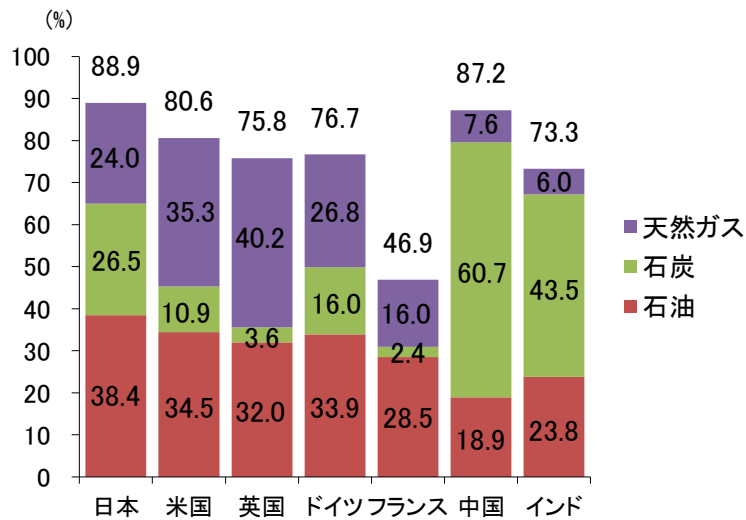
(注2)「再生可能エネルギー等(水力除く)」とは、太陽光、風力、バイオマス、地熱等のこと(以下同様)。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

一次エネルギー供給に占める化石エネルギーの依存度を世界の主要国と比較すると、2020年の日本の依存度は88.9%でした。原子力の比率が高いフランスや、再エネの導入を積極的に進めているドイツ等と比べると高い水準です(第211-3-2)。

さらに、日本はその化石エネルギーのほとんどを輸入に依存しているため、化石エネルギーの安定的な供給は日本にとって大きな課題です。特に石油については、1960年代後半から安定的な供給に向けた取組が進められた結果、中東への依存度が1980年代中頃にかけて減少に向かいました。しかしその後は、インドネシア、メキシコ等の非中東地域の石油生産国において国内需要が増えたことで石油の輸出が減少し、その結果、日本は再び石油の輸入を中東に頼らざるを得なくなりました。2010年度以降にロシアからの輸入が増える等、中東への依存が下がった時期もありましたが、2021年度の石油の中東依存度は92.5%と高いままです(第213-1-4「原油の輸入量と中東依存度の推移」参照)。

【第211-3-2】主要国の化石エネルギー依存度(2020年)



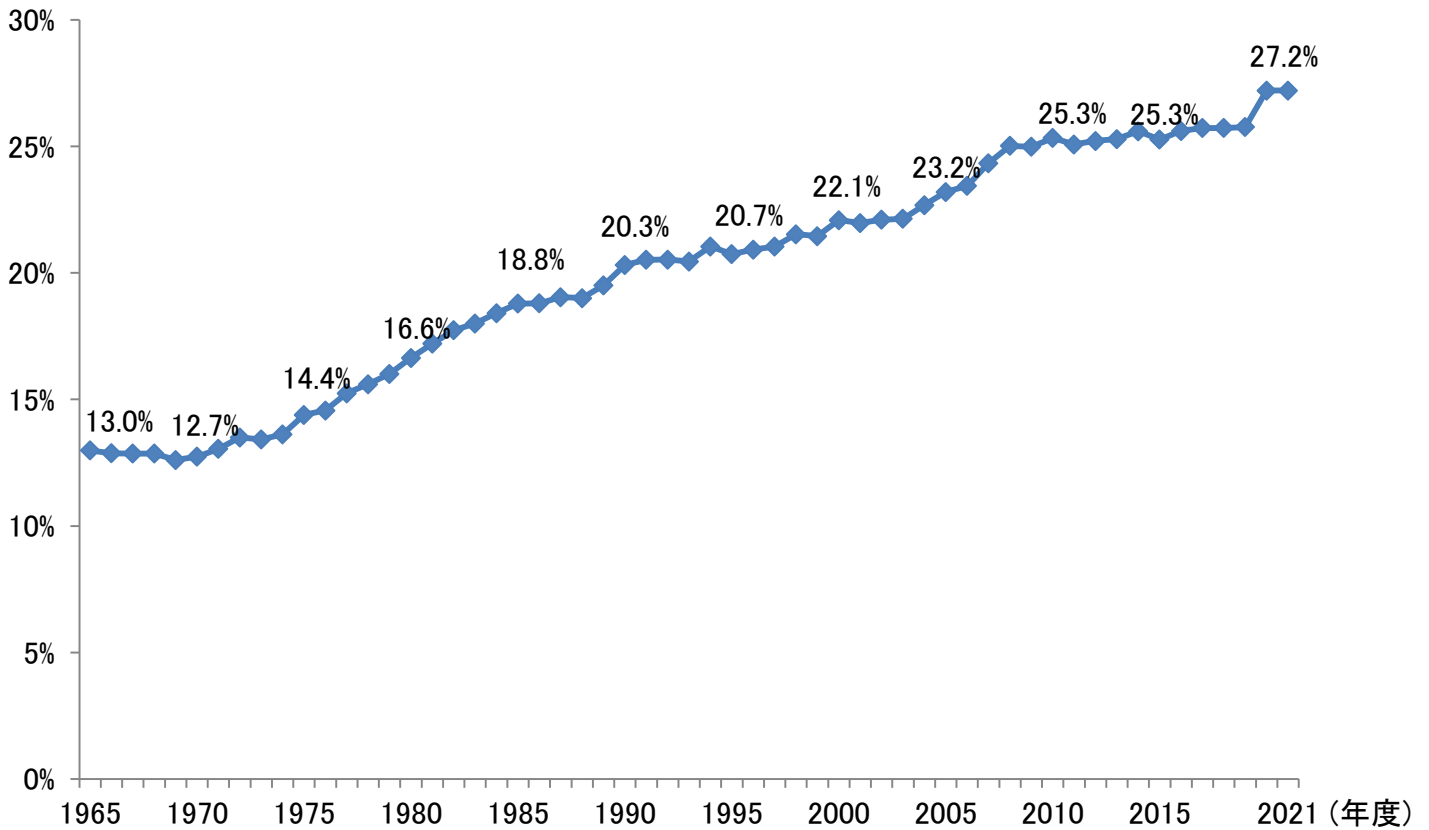
(注)化石エネルギー依存度(%)=(一次エネルギー供給のうち原油・石油製品、石炭、天然ガスの供給)/(一次エネルギー供給)×100。

出典:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

二次エネルギーである電気は長期的には多くの分野で使う場面が増えており、1970年度には12.7%であった電力化率⁴は、右肩上がりに増加し、2021年度には27.2%に達しました。2021年度は新型コロナウイルス感染症からの経済回復により、最終エネルギー消費量は2.0%増加しましたが、電化率は横ばいでした(第211-3-3)。

⁴最終エネルギー消費に占める電力消費の割合を示します。

【第211-3-3】電力化率の推移



(注1) 電力化率(%)=電力消費/最終エネルギー消費×100。

(注2)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値について算出方法が変更されている。

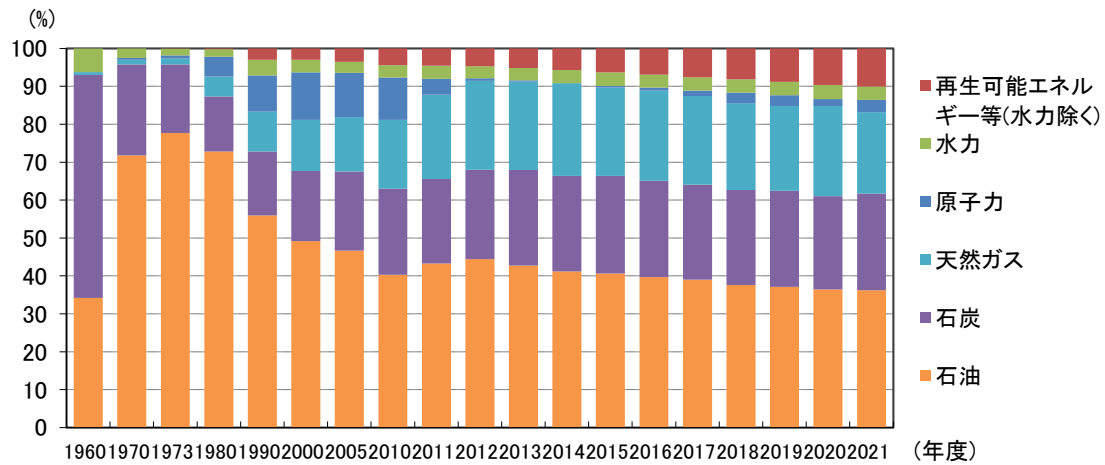
出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

4. エネルギー自給率の動向

国民生活や経済活動に必要な一次エネルギーのうち、自国内で確保できる比率をエネルギー自給率といいます。1960年度には石炭等の国産エネルギーで一次エネルギーの58.1%を賄っていましたが、日本では、高度経済成長期にエネルギー需要が大きくなる中で、供給側では石炭から石油への燃料転換が進み、石油が大量に輸入されるようになったこともあり、それ以降はエネルギー自給率が大幅に低下しました。

その後、原子力の導入等によりエネルギー自給率は改善傾向にありましたが、2011年以降は原子力の発電量が減少し、原子力の発電量がゼロになった2014年度のエネルギー自給率は、過去最低の6.3%にまで落ち込みました。2015年以降は、再エネの導入や原子力発電所の再稼働の進展によりエネルギー自給率は上昇を続け、2020年度は原子力の定期検査が長引き一時的に低下したものの、2021年度は再び上昇に転じ13.4%となりました(第211-4-1)。

【第211-4-1】一次エネルギー国内供給構成及び自給率の推移



年度	1960	1970	1973	1980	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
エネルギー自給率(%)	58.1	15.3	9.2	12.3	17.0	20.3	19.6	20.2	11.5	6.7	6.5	6.3	7.3	8.0	9.4	11.7	12.1	11.3	13.4

(注1)IEAは原子力を国産エネルギーとしている。

(注2)エネルギー自給率(%)=国内産出/一次エネルギー供給×100。

出典:1989年度以前はIEA「World Energy Balances 2022 Edition」、1990年度以降は資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

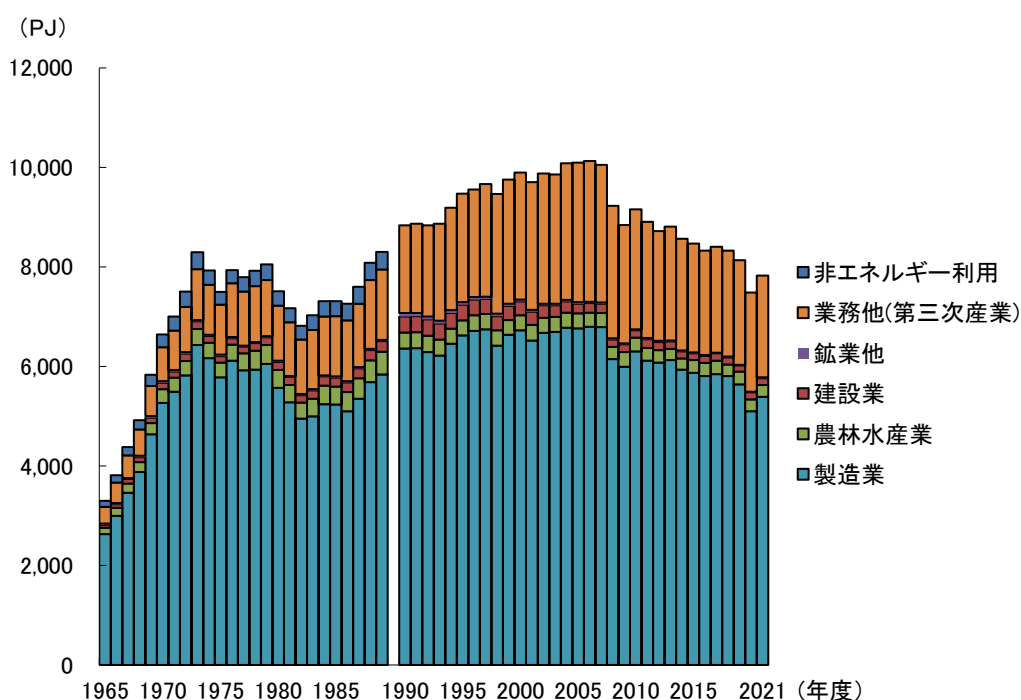
第2節 部門別エネルギー消費の動向

1. 企業・事業所他部門のエネルギー消費の動向

(1) 企業・事業所他部門のエネルギー消費の動向

企業・事業所他部門とは、産業部門（製造業⁵、農林水産業、鉱業、建設業）と業務他部門（第三次産業⁶）の合計であり、1965年度から2021年度までの全期間を通じて最終エネルギー消費で最大のシェアを占める部門です。2021年度は企業・事業所他部門が最終エネルギー消費全体の63.5%を占めました（第211-1-1参照）。企業・事業所他部門の中では、製造業が最大のシェアを占めており、2021年度の割合は68.8%でした（第212-1-1）。

【第212-1-1】企業・事業所他部門のエネルギー消費の推移



(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。非エネルギー利用分については、1990年度以降は各業種の消費量の内数となっている。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

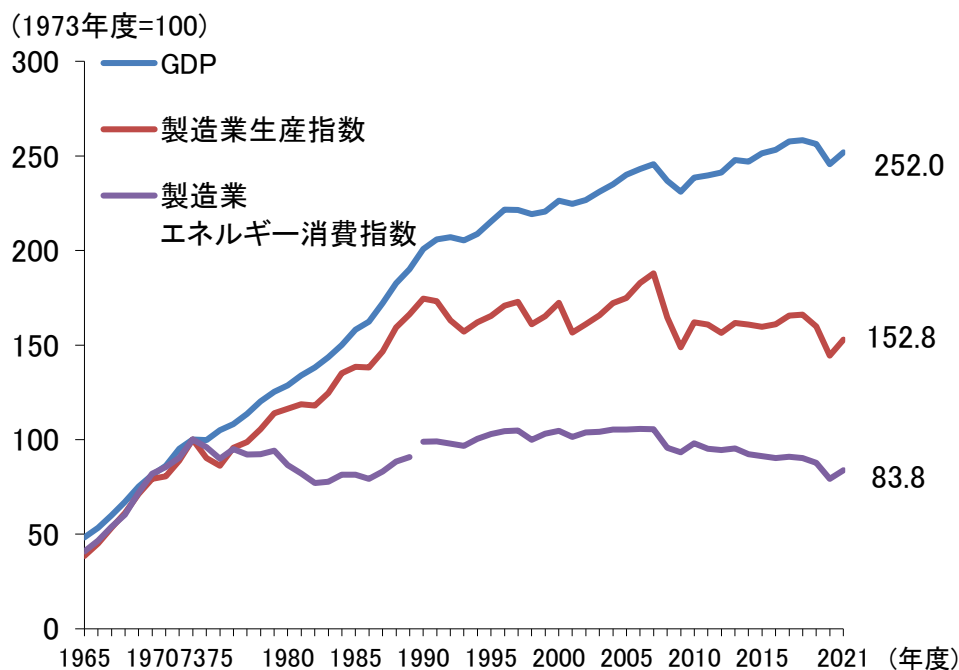
(2) 製造業のエネルギー消費の動向

製造業のエネルギー消費は第一次石油危機前の1965年度から1973年度まで年平均11.8%で増加し、実質GDPの伸び率を上回りました。その後、1973年の第一次石油危機以降の10年間では、実質GDPが増加する一方で、エネルギー消費は年平均2.5%減少しました。しかし、1987年度から再び増加に転じ、1994年度には1973年度を上回りました。2008年度以降は、世界金融危機による世界的な経済の低迷や東日本大震災以降の省エネの更なる進展により、製造業のエネルギー消費は減少傾向にあります。2021年度は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により2020年度比5.6%増加しました。1973年度と2021年度を比較すると、製造業の生産額は約1.5倍に増加しましたが、エネルギー消費は約0.8倍まで低下しました（第212-1-2）。

⁵ 石炭・石油製品製造業等のエネルギー産業は転換部門に含まれます。

⁶ ここでの第三次産業は運輸関係事業、エネルギー転換事業を除きます。

【第212-1-2】製造業のエネルギー消費と経済活動



(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

出典:内閣府「国民経済計算」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、経済産業省「鉱工業指数」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

石油危機以降、製造業において生産額が増加しつつもエネルギー消費が抑制された主な要因として、省エネの進展(原単位要因)と、素材産業から加工組立型産業へのシフト(構造要因)が考えられます(第212-1-3)。

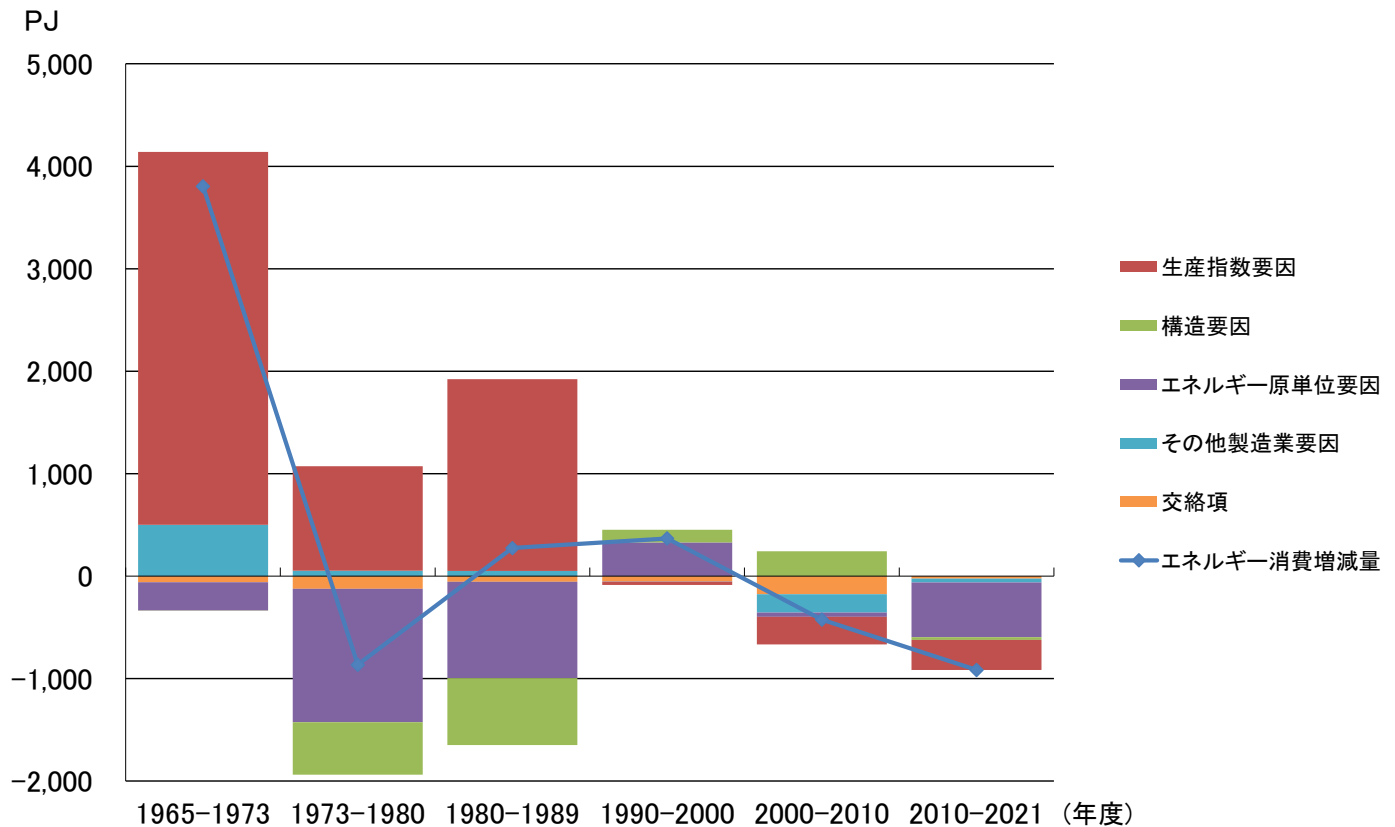
積極的な省エネの推進の結果、製造業の生産1単位当たりに必要なエネルギー消費(鉱工業生産指数(IIP)¹当たりのエネルギー消費原単位)は1970年代後半から1980年代にかけて急速に低下しています。1990年代以降、若干の上昇傾向はみられましたが、2011年度以降は、製造業全体のエネルギー消費の4割ほどを占める化学産業のエネルギー消費原単位の低下等もあり、再び製造業全体のエネルギー消費効率の改善が見られました(第212-1-4)。

次に製造業のエネルギー消費をエネルギーの種類別に見ると、1973年度の第一次石油危機までは石油の消費の伸びが顕著でしたが、その後は素材系産業を中心に燃料転換が進み、石油からの代替が進展しました。さらに、都市ガスの消費も増加しています。また、電力消費は産業構造の高度化や製造工程の自動化等により、第一次石油危機以降の48年間で25.4%増加しました(第212-1-5)。

製造業のエネルギー消費は現在でも最終エネルギー消費全体の4割ほどを占めていることもあり、さらにエネルギー効率を高めていくことが期待されています。

¹ 鉱工業生産指数(IIP:Indices of Industrial Production)は、鉱工業全体の生産水準の動きを示す代表的な指数であり、ある時点の鉱業・製造業の生産量について、基準年を100として指数化し、基準年の付加価値額をウェイトとして加重平均したものです。

【第212-1-3】製造業のエネルギー消費の要因分解



(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

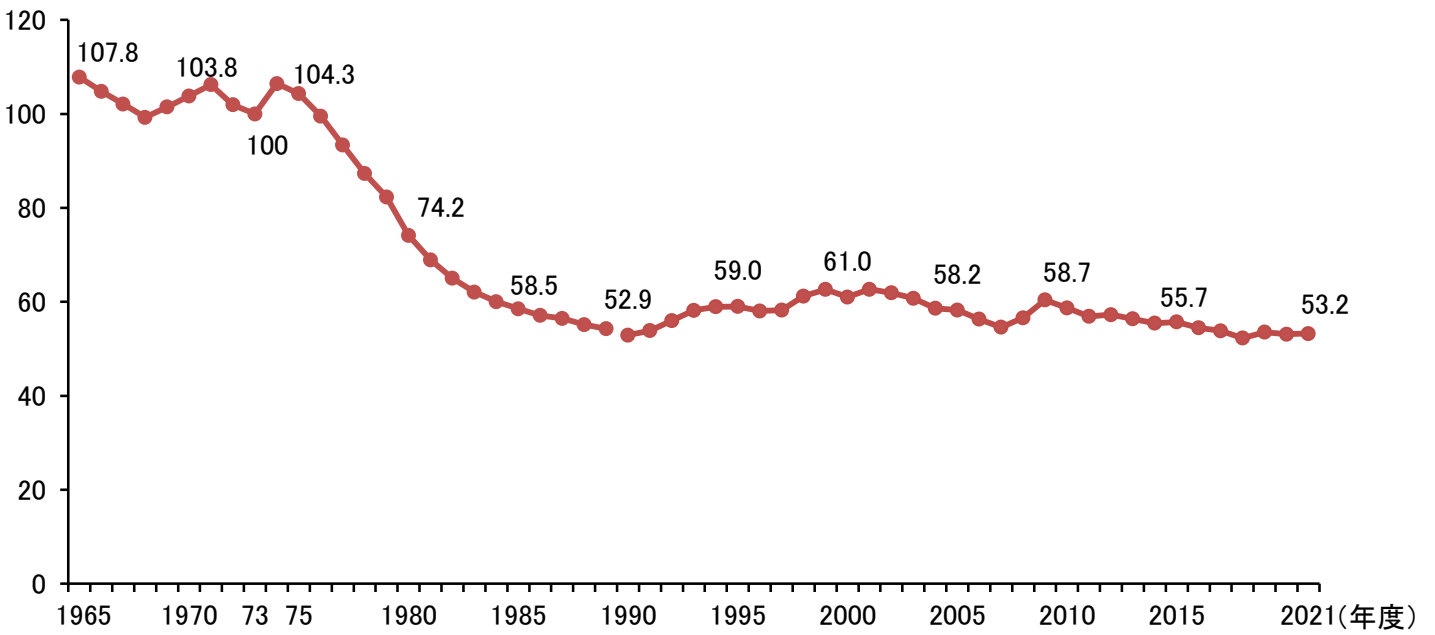
(注2) 生産指数要因は生産指数の変化による要因で、生産指数の増加がエネルギー消費の増加要因となる。構造要因は産業構造の変化による要因で、エネルギー多消費型産業に移る場合はエネルギー消費の増加要因、素材産業から加工組立型産業に移る場合はエネルギー消費の減少要因となる。原単位要因は生産指数1単位当たりのエネルギー消費量の変化による要因であり、省エネが進めばエネルギー消費の減少要因となる。

(注3) 要因分解において、製造業のエネルギー消費を食品飲料製造業、パルプ・紙・紙加工品製造業、化学工業、窯業・土石製品製造業、鉄鋼業、非鉄・金属製造業、機械製造業とその他製造業要因に分類する。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、経済産業省「鉱工業指数」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第212-1-4】製造業のエネルギー消費原単位の推移

(1973年度=100)



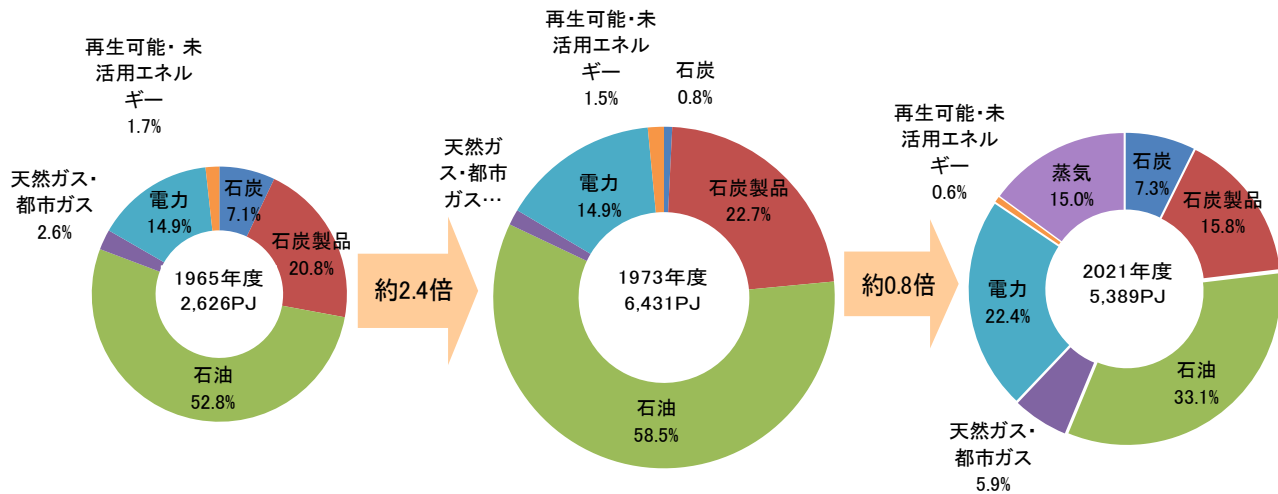
(注1) 原単位は製造業IIP(付加価値ウェイト)1単位当たりの最終エネルギー消費量で、1973年度を100とした場合の指数である。

(注2) このグラフでは完全に評価されていないが、製造業では廃熱回収等の省エネ努力も行われている。

(注3) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典: 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、経済産業省「鉱工業指数」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第212-1-5】製造業エネルギー源別消費の推移



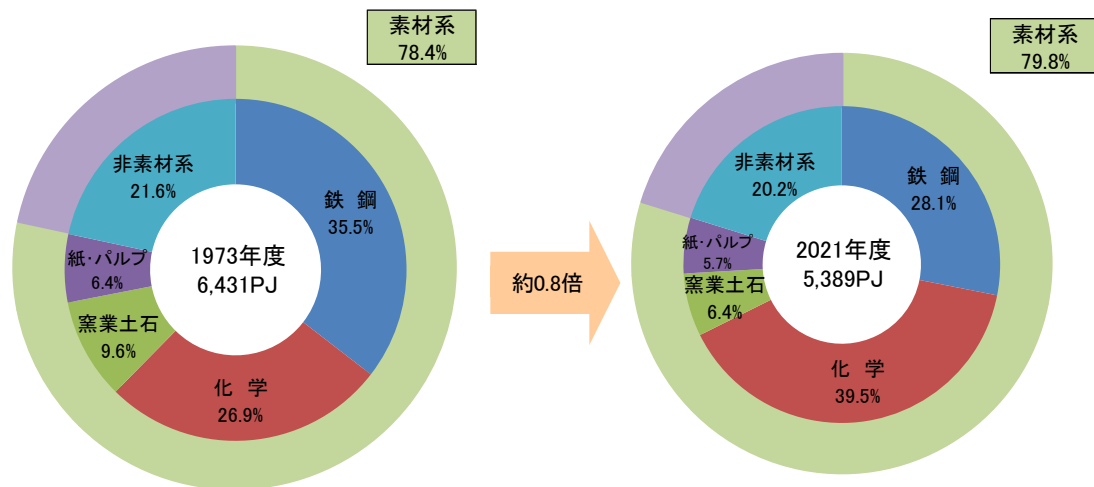
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)石油は原油と石油製品の合計を表す。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

製造業は素材系産業と非素材系(加工組立型)産業に大別できます。素材系産業は、鉄鋼、化学、窯業土石(セメント等)及び紙パルプの素材物資を生産する産業を指し、エネルギーを比較的多く消費する産業です。一方、非素材系産業は、それ以外の食品煙草、繊維、金属、機械、その他の製造業(プラスチック製造業等)を指します。2021年度のエネルギー消費の構成を見ると、素材系産業である4つの業種が製造業全体の約8割を占めました(第212-1-6)。

【第212-1-6】製造業業種別エネルギー消費の推移



(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 化学のエネルギー消費には、ナフサ等の石油化学製品製造用原料を含む。

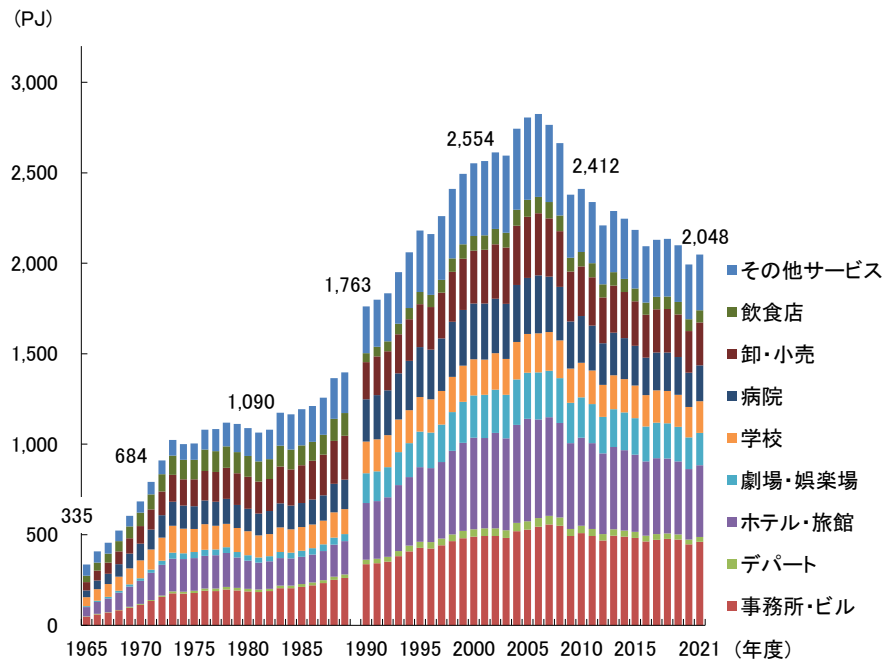
出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

(3) 業務他部門のエネルギー消費の動向

業務他部門は、事務所・ビル、デパート、ホテル・旅館、劇場・娯楽場、学校、病院、卸・小売業、飲食店、その他サービス(福祉施設等)の9業種に大別されます。これら9業種のエネルギー消費を見ると、1975年度までホテル・旅館のエネルギー消費が最大のシェアを占めていましたが、1976年度以降、事務所・ビルが最も大きくなりました。2000年代前半では、ホテル・旅館のシェアは一時的に事務所・ビルを抜き、最大となりましたが、その後再び事務所・ビルが1位になりました(第212-1-7)。

業務他部門のエネルギー消費量の推移を見ると、1965年度から1973年度までは、高度経済成長を背景に年率15%増と顕著に伸びましたが、第一次石油危機を契機とした省エネの進展により、その後しばらくエネルギー消費はほぼ横ばいで推移しました。しかし、1980年代後半からは再び増加傾向が強まりました。その後、2000年代後半からのエネルギー価格の高騰や2008年の世界金融危機を背景に、業務他部門のエネルギー消費量は減少傾向に転じました(第212-1-8)。

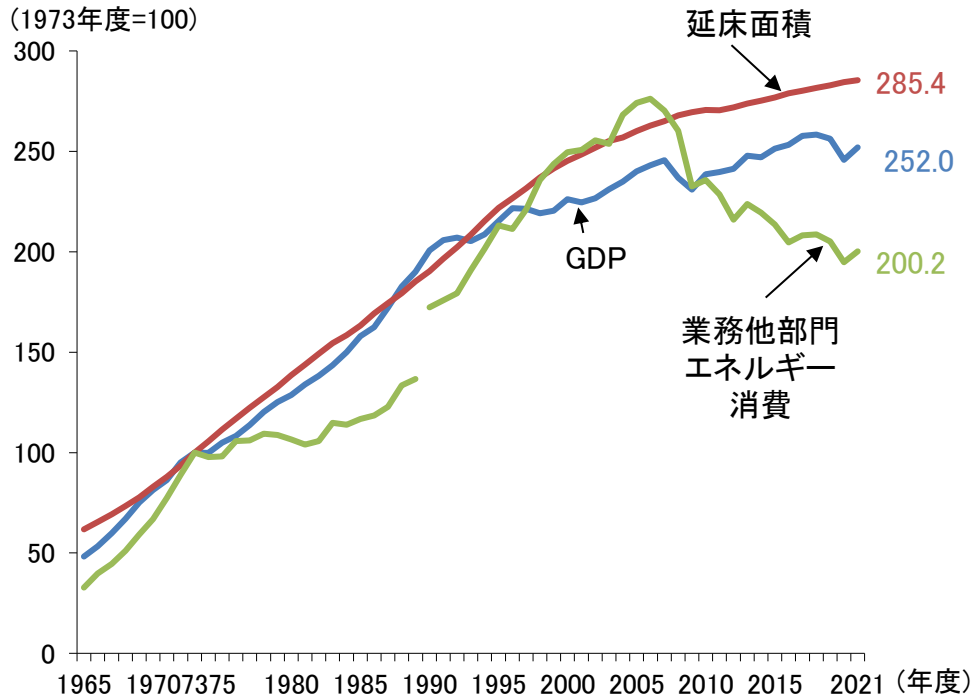
【第212-1-7】業務他部門業種別エネルギー消費の推移



(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-1-8】業務他部門のエネルギー消費と経済活動



(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

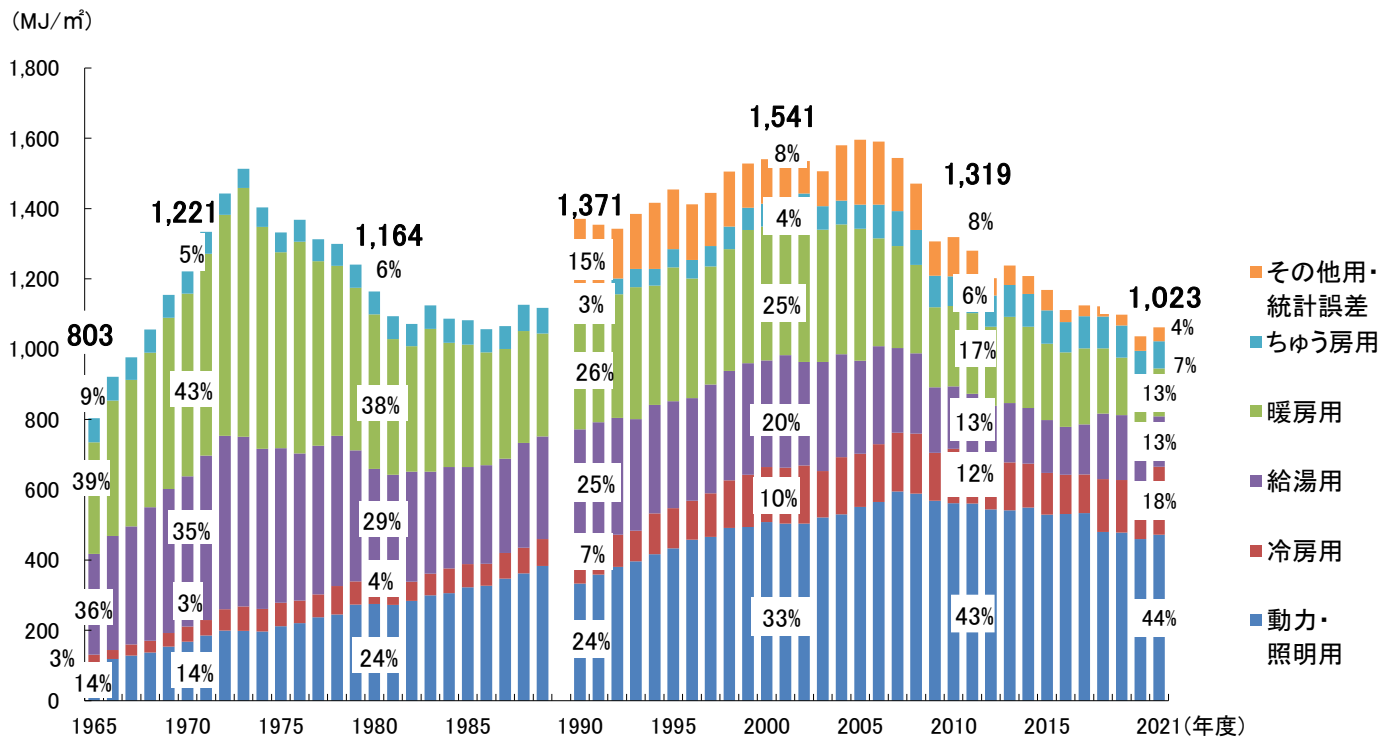
出典:内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

業務他部門のエネルギー消費を用途別に見た場合、主に動力・照明、冷房、給湯、暖房、ちゅう房の5つの用途に分けられます。用途別の延床面積当たりのエネルギー消費原単位の推移を見ると、動力・照明用のエネルギー消費原単位は、情報・通信機器の普及等を反映して高い伸びを示しました。その結果、動力・照明用の業務他部門のエネルギー消費全体に占める割合は、2021年度では44%に達しました。冷房用のエネルギー消費原単位は空調機器の普及によって拡大しましたが、2000年代後半からは、空調機器の普及が一巡したことや、空調機器のエネルギー消費効率が上昇したことで減少傾向にあります。また、暖房用のエネルギー消費原単位は、ビルの断熱対策が進んだことや「ウォームビズ」に代表される様々な省エネ対策が進んだこと等から、2005年度から2021年度までの16年間で年平均6.2%の減少を示しました(第212-1-9)。

また、業務他部門のエネルギー消費をエネルギー源別に見ていくと、電力の割合が増加傾向にあることがわかります。また、ガスの割合も、発電時の排熱を給湯や空調に利用するコージェネレーションシステム等の普及拡大に伴い増加傾向を示しています。一方、主に暖房用に利用される石油の割合は減少傾向にあります(第212-1-10)。

業務他部門でさらに省エネを進めるためには、建物の断熱性強化や冷暖房効率の向上、照明等の機器の効率化を行うとともに、更なるエネルギー管理の徹底が必要であるといえます。

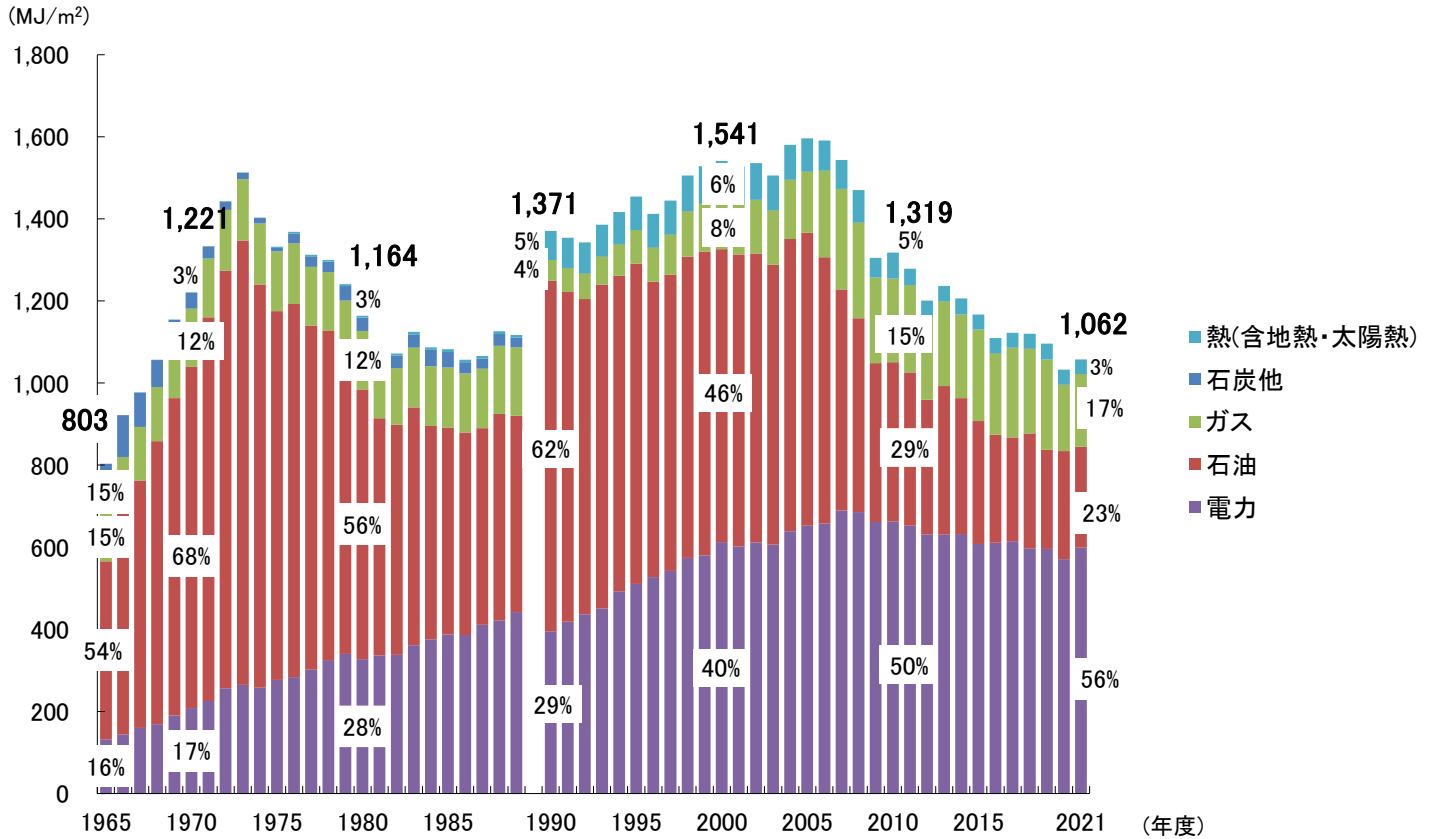
【第212-1-9】業務他部門用途別エネルギー消費原単位の推移



(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-1-10】業務他部門エネルギー源別消費原単位の推移



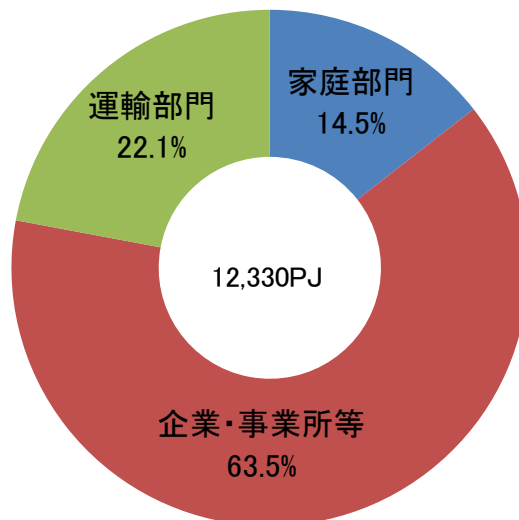
(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。ガスは天然ガス、都市ガスの合計である。

出典:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

2. 家庭部門のエネルギー消費の動向

家庭部門の最終エネルギー消費は、自家用自動車等の運輸関係を除く、家庭でのエネルギー消費を対象とします。2021年度の最終エネルギー消費全体に占める家庭部門の比率は14.5%でした(第212-2-1)。

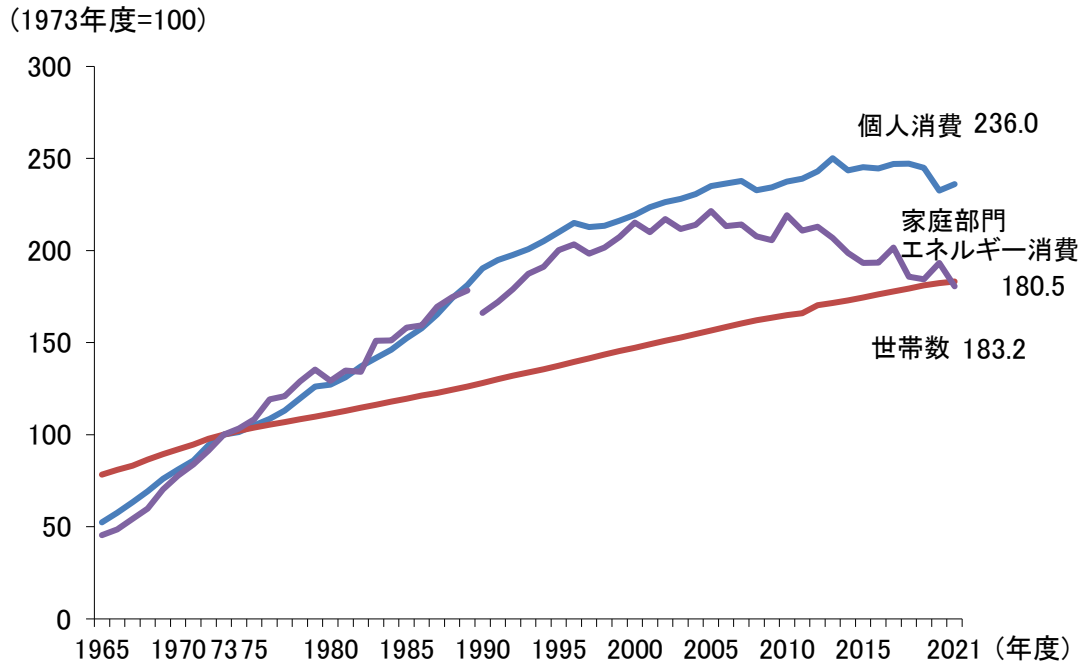
【第212-2-1】最終エネルギー消費の構成比(2021年度)



出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

家庭部門のエネルギー消費は、生活の利便性・快適性を追求する国民のライフスタイルの変化や、世帯数増加等の社会構造変化の影響を受け、1965年度から2005年度にかけて個人消費の伸びとともに増加し、第一次石油危機があった1973年度の家庭部門のエネルギー消費を100とすると、2005年度には221.4まで拡大しました。その後、省エネ技術の普及と国民の環境保護意識や節電等の省エネ意識の高まりから、個人消費や世帯数の増加に反して家庭部門のエネルギー消費は低下傾向となりました。2021年度は新型コロナウイルス感染症からの経済回復により、外出機会が増えたこと等により、家庭でのエネルギー消費は前年度を下回る180.5となりました。(第212-2-2)。

【第212-2-2】家庭部門のエネルギー消費と経済活動等



(注1) 1979年度以前の個人消費は日本エネルギー経済研究所推計。

(注2) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典:内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」を基に作成

家庭部門のエネルギー消費量は、「世帯当たり消費量×世帯数」で表すことができます。したがって、世帯当たり消費量の増減(原単位要因)及び世帯数の増減(世帯数要因)が、家庭部門のエネルギー消費の増減に影響を与えます。世帯当たりの消費量は、エネルギー消費機器の効率や保有状況、所得、エネルギー価格、世帯人員、省エネ行動等に左右されるほか、短期的には気温変動の影響も大きく受けます。1973年度から2005年度までにエネルギー消費は1,199PJ増加⁸⁾しており、そのうち世帯数要因によるものは735PJの増加寄与、原単位要因は464PJの増加寄与でした(第212-2-3)。

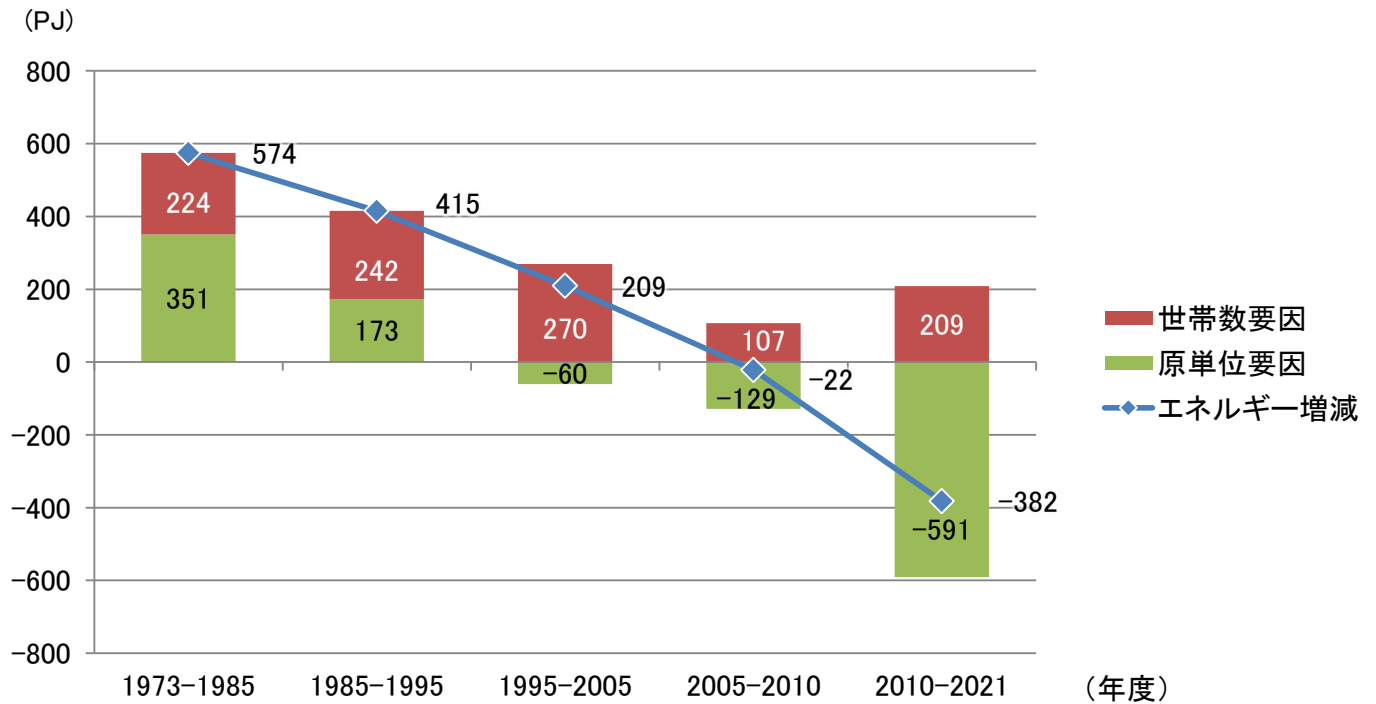
この期間に世帯当たり消費量(原単位)が増加した理由の一つとして、テレビやエアコン等の家電製品の普及があったと考えられます(第212-2-4)。

一方、2005年度から2021年度までの間でエネルギー消費は404PJ減少⁹⁾しており、そのうち世帯数要因は316PJの増加寄与、原単位要因は719PJの減少寄与でした。省エネ家電製品の普及や世帯人員の減少等に加え、東日本大震災後には省エネへの取組の強化が、増加し続ける世帯数の増加寄与を上回り、家庭部門のエネルギー消費量を低下させました(第212-2-5)。

⁸⁾ 第212-2-3の1973-2005年度の累計。四捨五入のため、グラフの数値の合計値と一致しないことがある。

⁹⁾ 第212-2-3の2005-2020年度の累計。四捨五入のため、グラフの数値の合計値と一致しないことがある。

【第212-2-3】家庭部門のエネルギー消費の要因分析

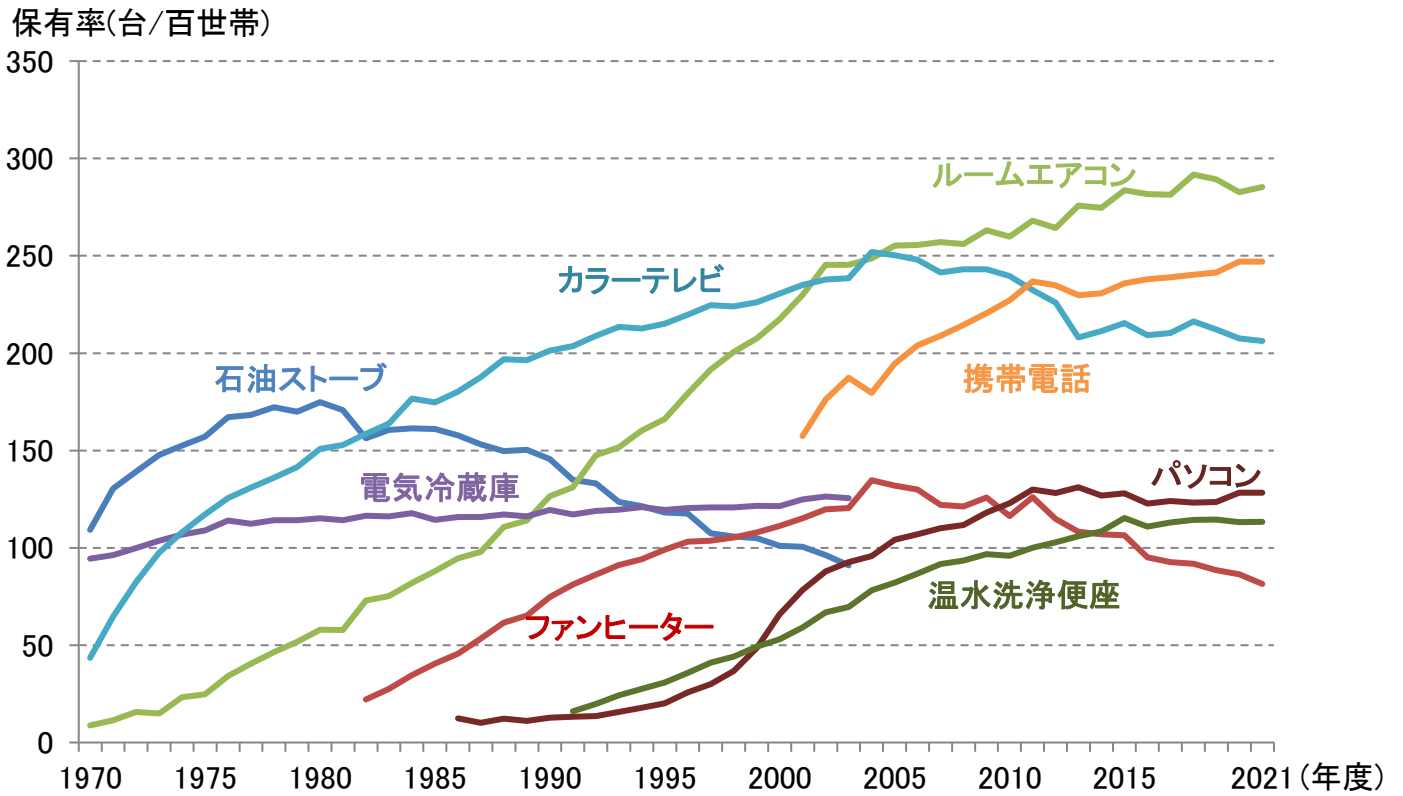


(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)完全要因分析法で交絡項を均等配分する。

出典:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」を基に作成

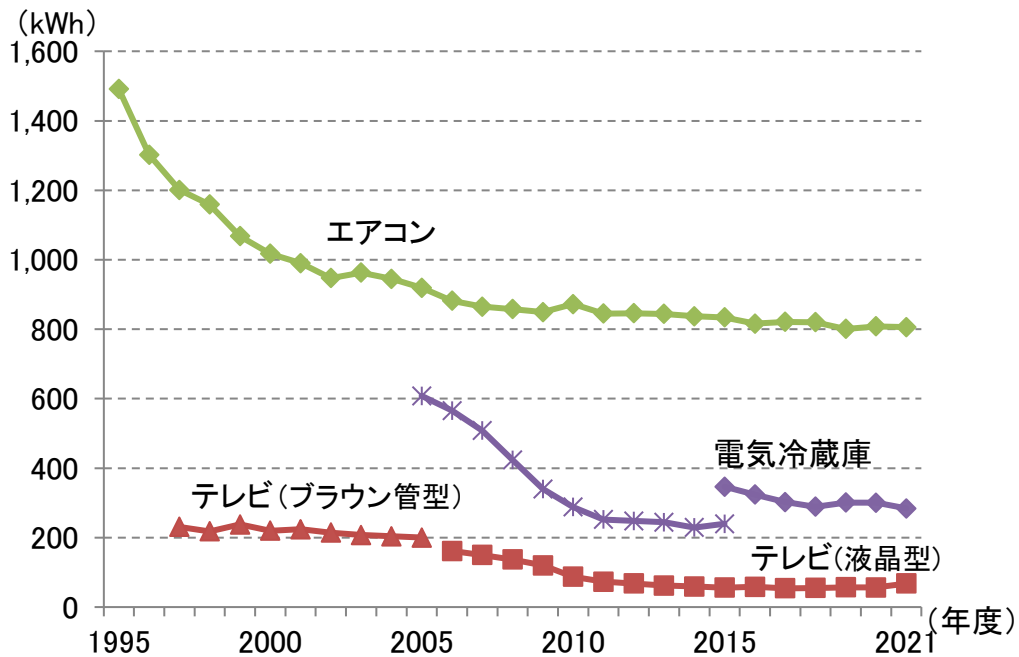
【第212-2-4】家庭用エネルギー消費機器の保有状況



(注)カラーテレビのうち、ブラウン管テレビは2012年度調査で終了。

出典:内閣府「消費動向調査(二人以上の世帯)」を基に作成

【第212-2-5】主要家電製品のエネルギー消費効率の変化



(注1) エアコンは冷房・暖房期間中の消費電力量。冷暖房兼用・壁掛け型・冷房能力2.8kWクラス・省エネ型の代表機種種の単純平均値。

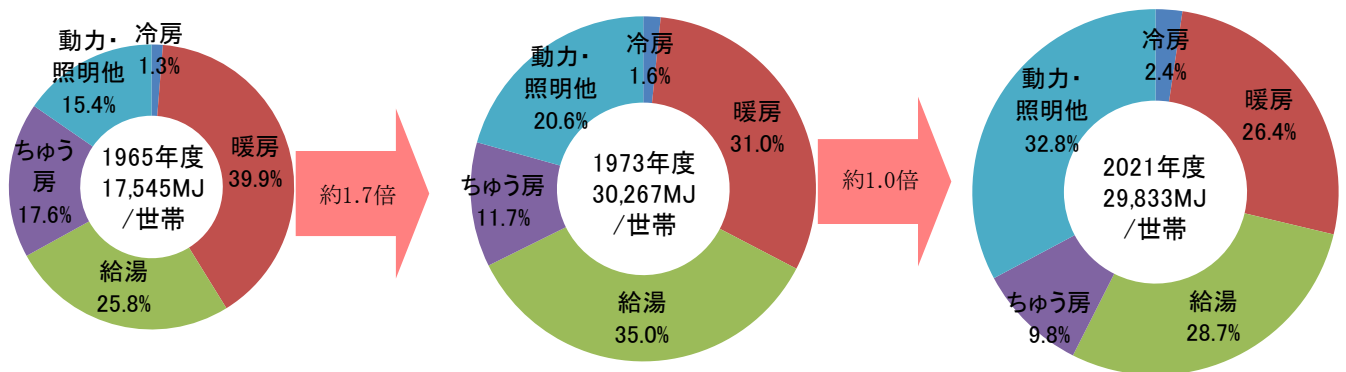
(注2) 電気冷蔵庫は年間消費電力量。定格内容積400lとする場合。定格内容積当たりの年間消費電力量は主力製品(定格内容積401～450l)の単純平均値を使用。2015年度以降JIS規格が改訂されている。

(注3) テレビは年間消費電力量。ワイド32型のカタログ値の単純平均値。

出典:資源エネルギー庁、省エネルギーセンター「省エネ性能カタログ」等を基に作成

用途別に見ると、家庭用エネルギー消費は、冷房、暖房、給湯、ちゅう房、動力・照明他(家電機器の使用等)の5つの用途に分類することができます。2021年度におけるシェアは、動力・照明他(32.8%)、給湯(28.7%)、暖房(26.4%)、ちゅう房(9.8%)、冷房(2.4%)の順となりました。1965年度や1973年度と比べると、特に動力・照明他の割合が大きくなっていることがわかります(第212-2-6)。

【第212-2-6】世帯当たりのエネルギー消費原単位と用途別エネルギー消費の推移



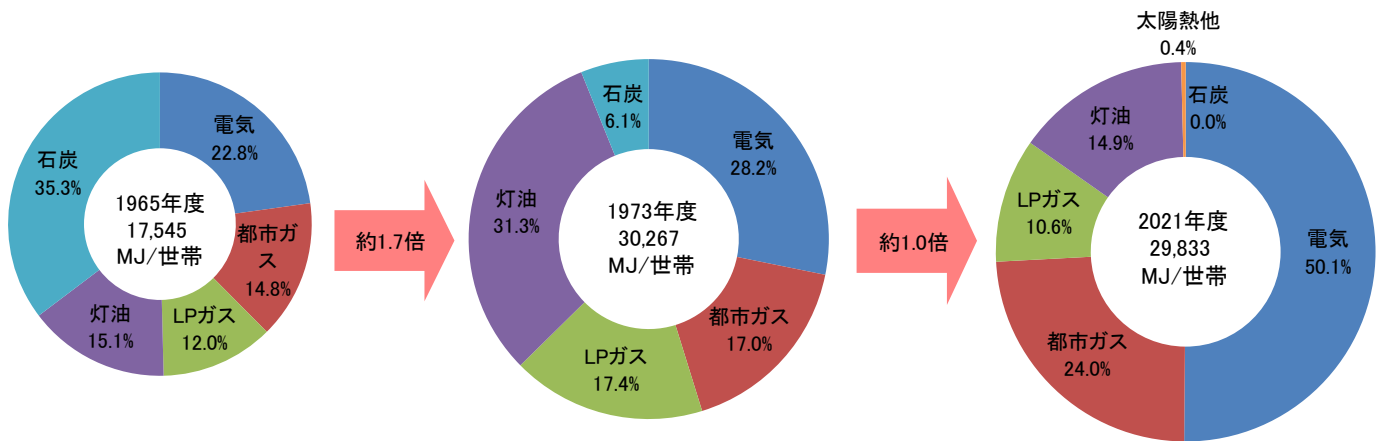
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 構成比は端数処理(四捨五入)の関係で合計が100%とならないことがある。

出典:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」を基に作成

最後に、家庭部門におけるエネルギー消費を、エネルギー源別に見ていきます。1965年度頃までは、家庭部門のエネルギー消費の3分の1以上を石炭が占めていましたが、その後は主に灯油に代替され、1973年度には石炭の割合はわずか6%程度になりました。この時点では、灯油、電力、ガス(都市ガス及びLPガス)がそれぞれ約3分の1のシェアでしたが、その後、エアコン等の新たな家電製品の普及・大型化・多機能化等によって電気のシェアは大幅に増加しました。また、オール電化住宅の普及拡大もあり、2013年度には電気のシェアは初めて50%を超え、2021年度は50.1%でした(第212-2-7)。

【第212-2-7】家庭部門におけるエネルギー源別消費の推移



(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 構成比は端数処理(四捨五入)の関係で合計が100%とならないことがある。

出典: 日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」を基に作成

3. 運輸部門のエネルギー消費の動向

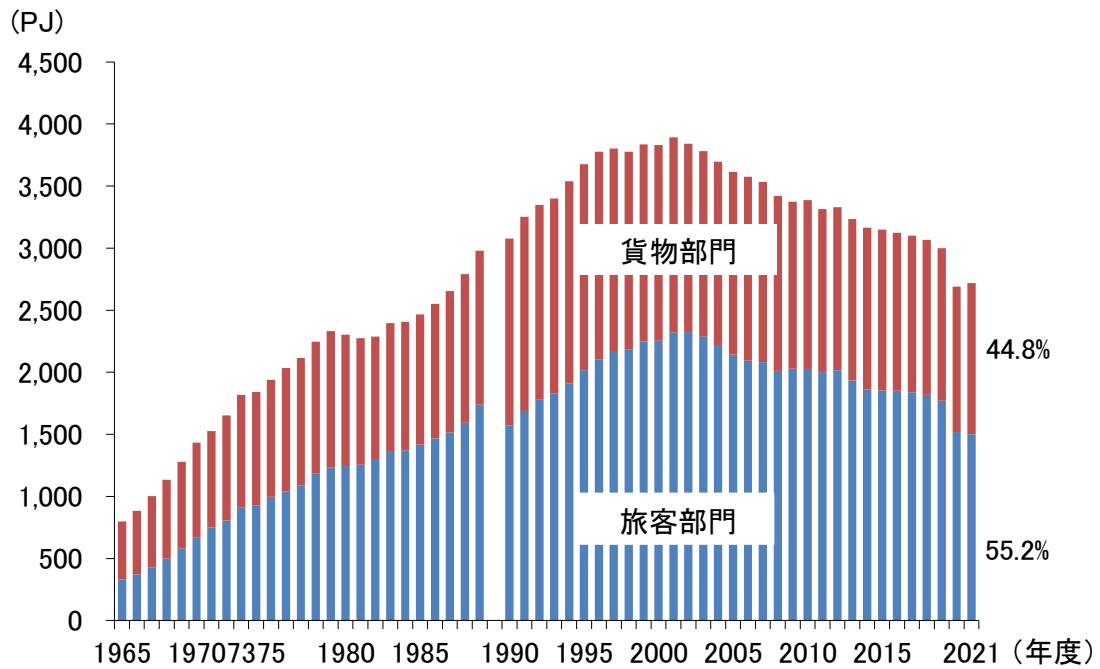
(1) 運輸部門のエネルギー消費の動向

運輸部門は、乗用車やバス等の旅客部門と、陸運や海運、貨物航空等の貨物部門に大別されます。2021年度の最終エネルギー消費全体に占める運輸部門の比率は22.1%であり(第211-1-1参照)、旅客部門のエネルギー消費量が運輸部門全体の55.2%、貨物部門が44.8%を占めました。1965年度における運輸部門のエネルギー消費量は798PJであり、その構成は、旅客部門が41.5%、貨物部門が58.5%でした。1965年度から1973年度までの8年間に運輸部門全体のエネルギー消費量は2.3倍(年率10.8%増)となり、その後、二度の石油危機を経て伸び率は鈍化したものの、1973年度(1,818PJ)からピークを迎えた2001年度(3,893PJ)までの28年間でさらに2.1倍(年率2.8%増)に増大しました。2000年代以降は輸送量の低下と輸送効率の改善等で、運輸部門のエネルギー消費量は減少に転じています。2021年度は、2020年度比で旅客部門のエネルギー消費量は1.1%減少したものの、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により、貨物部門は同3.7%増加し、運輸部門全体では同1.0%増加の2,719PJとなりました(第212-3-1)。

1973年の最終エネルギー消費を100とした場合、2021年度現在の消費水準は旅客部門が165.3、貨物部門が133.9となっています(第212-3-2)。

また、2021年度の運輸部門におけるエネルギー源別の構成比を見ると、ガソリンが52.1%、軽油が35.1%、ジェット燃料油が3.7%、重油が5.0%を占めました(第212-3-3)。

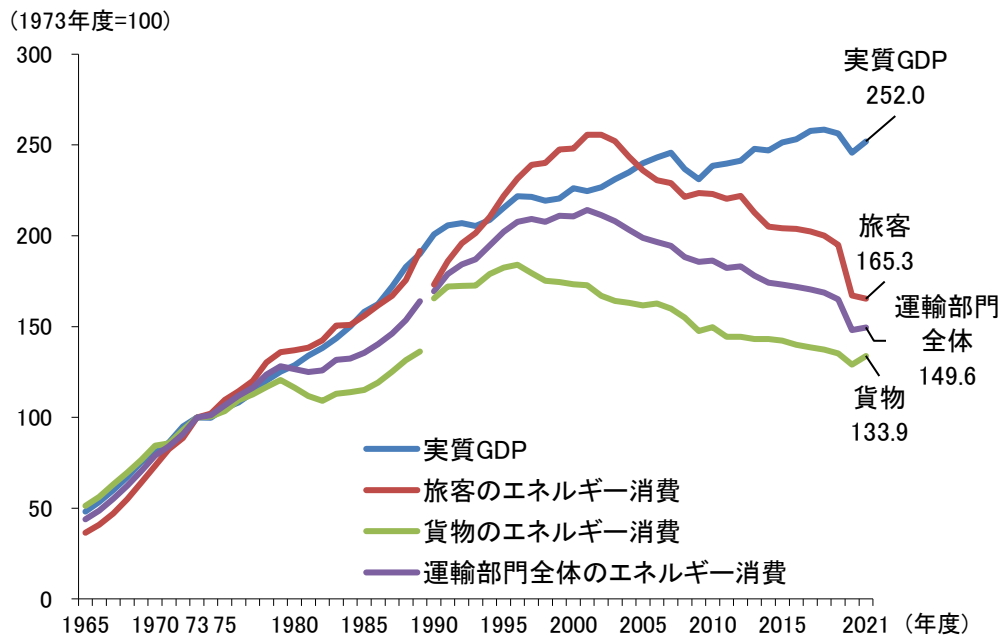
【第212-3-1】運輸部門のエネルギー消費構成



(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-3-2】GDPと運輸部門のエネルギー消費

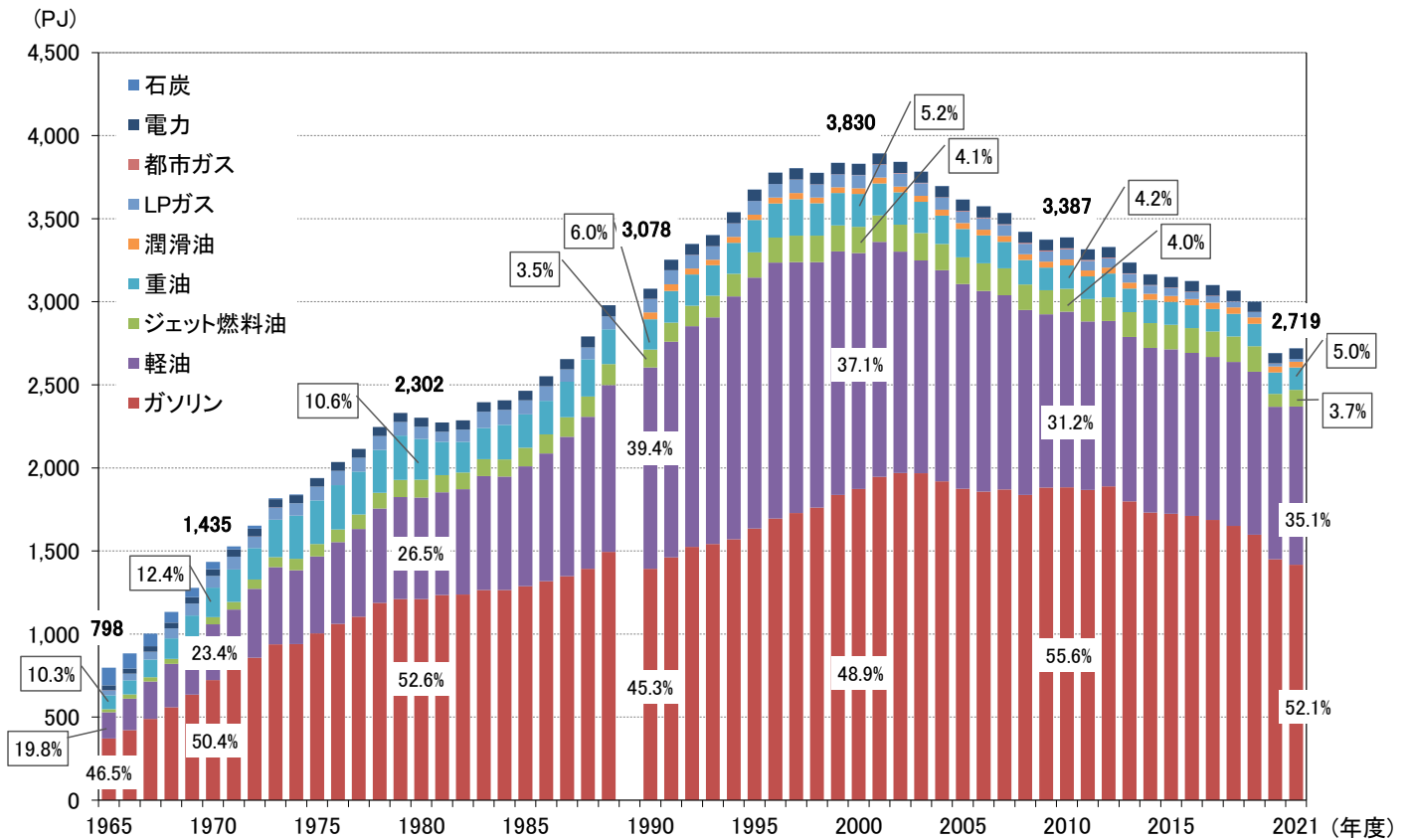


(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

出典:内閣府「国民経済計算」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-3-3】運輸部門のエネルギー源別消費の推移



(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

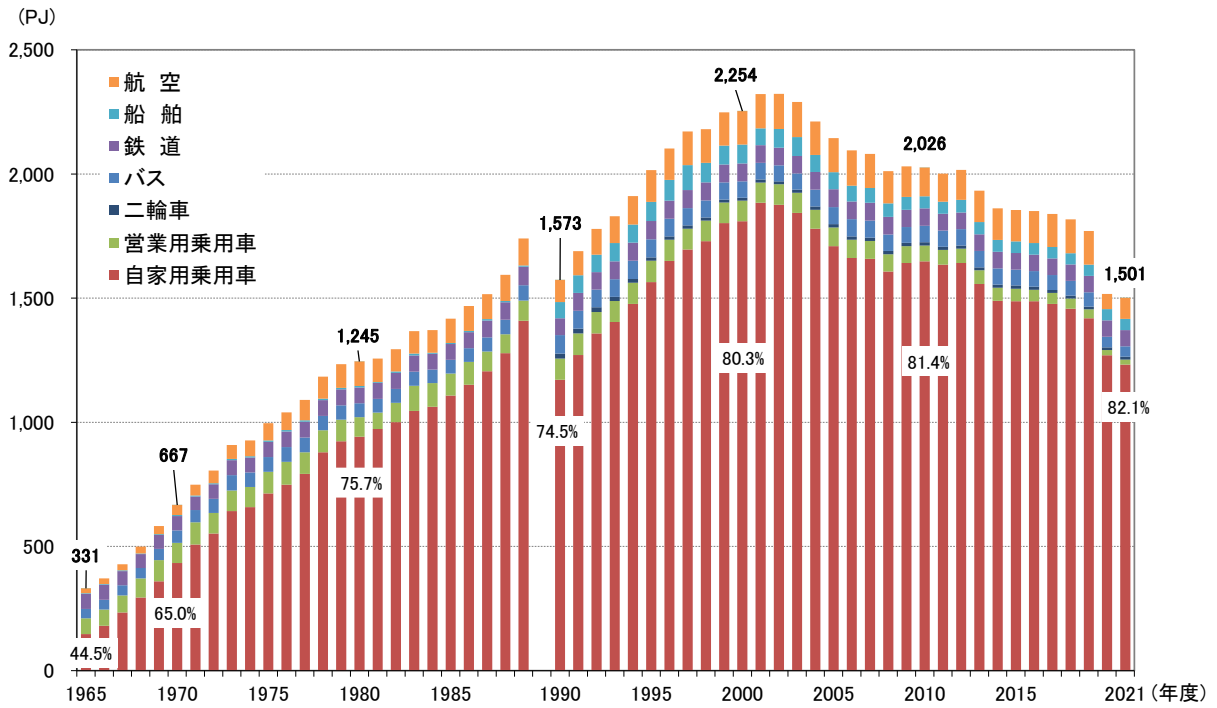
(2) 旅客部門のエネルギー消費の動向

旅客部門のエネルギー消費量は、自動車の保有台数の増加もあって増加してきましたが、2002年度をピークに減少傾向に転じました。2000年代以降も自動車の保有台数は増加していたものの、ハイブリッド自動車等のシェア率の増大や、平均燃費が向上したことも影響し、エネルギー消費量は減少の傾向となっています(第212-3-4、第212-3-5、第212-3-6)。

2021年度は、2020年度と比較すると、航空が37.1%増加したものの、旅客部門のエネルギー消費量の約8割を占める自家用乗用車が3.0%減少し、旅客部門全体でも1.1%の減少となりました。

旅客部門のエネルギー源別消費は、2021年度では77.4%が乗用車に使われるガソリン、7.6%が軽油、5.6%が航空に使われるジェット燃料油でした。2021年度の主なエネルギー源別の前年度比増減をみると、ガソリンが3.3%減少、ジェット燃料が37.1%増加、軽油が2.1%増加となりました(第212-3-7)。

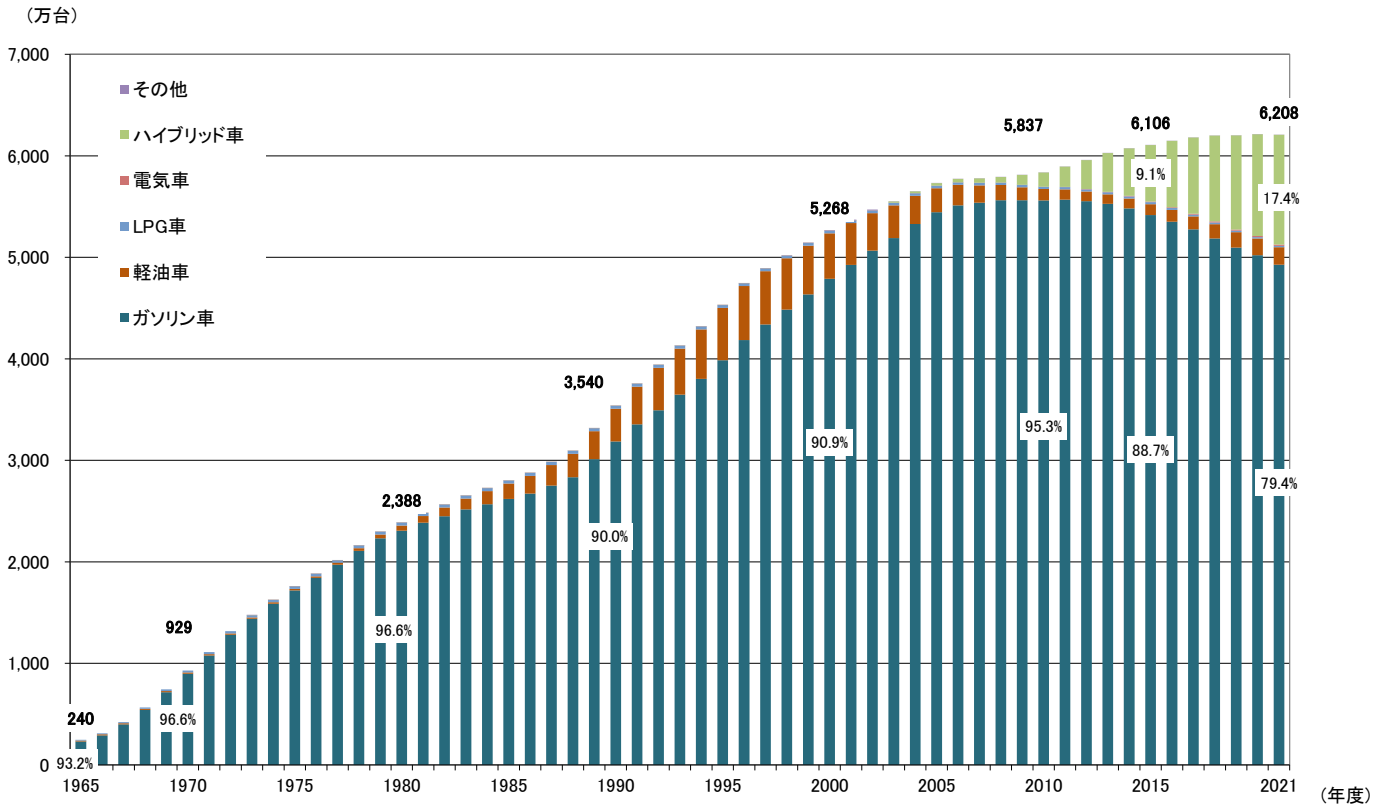
【第212-3-4】旅客部門の機関別エネルギー消費の推移



(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

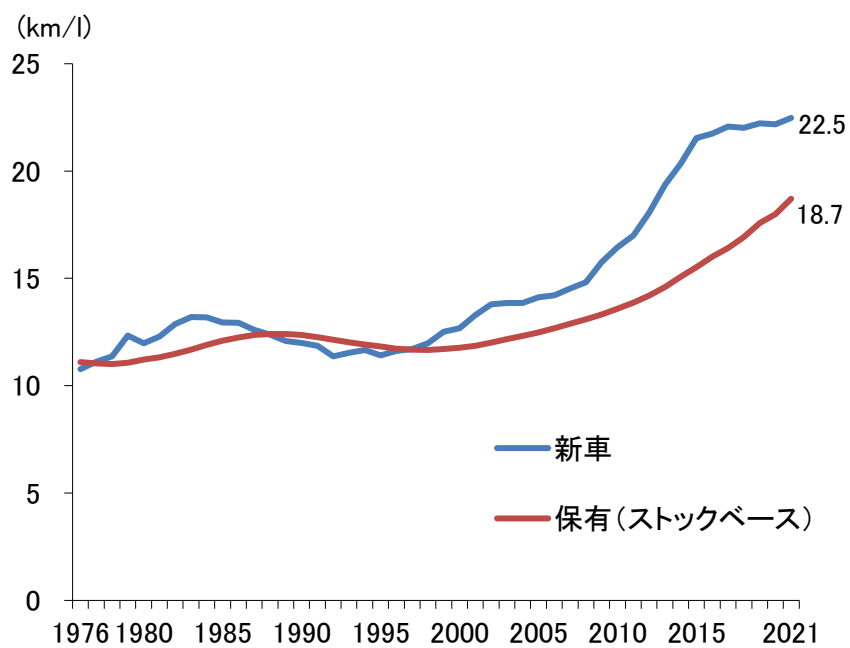
【第212-3-5】旅客自動車の車種別保有台数の推移



(注) 2003年度から「ハイブリッド」と「その他」の定義が変更されている。

出典:自動車検査登録情報協会「自動車保有車両数」を基に作成

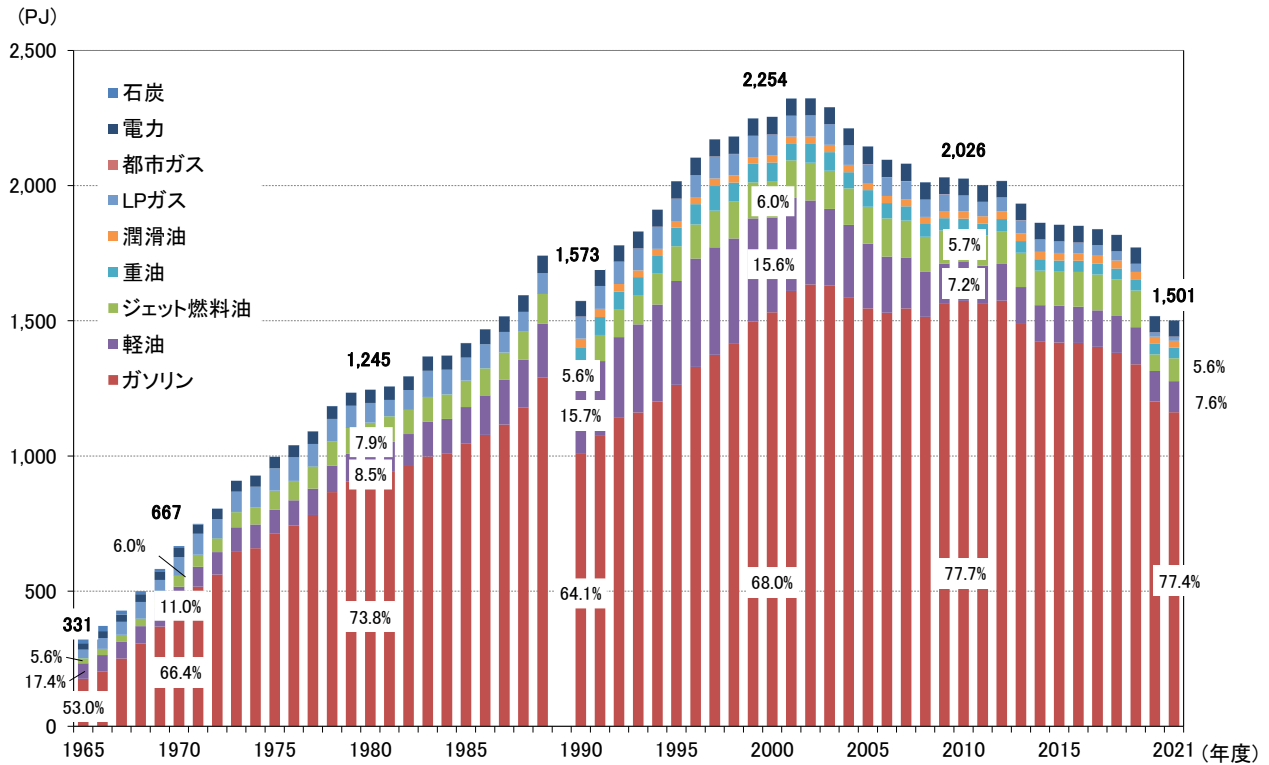
【第212-3-6】ガソリン乗用車平均燃費(10・15モード)の推移



(注) 日本エネルギー経済研究所推計

出典: 日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第212-3-7】旅客部門のエネルギー源別消費の推移



(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

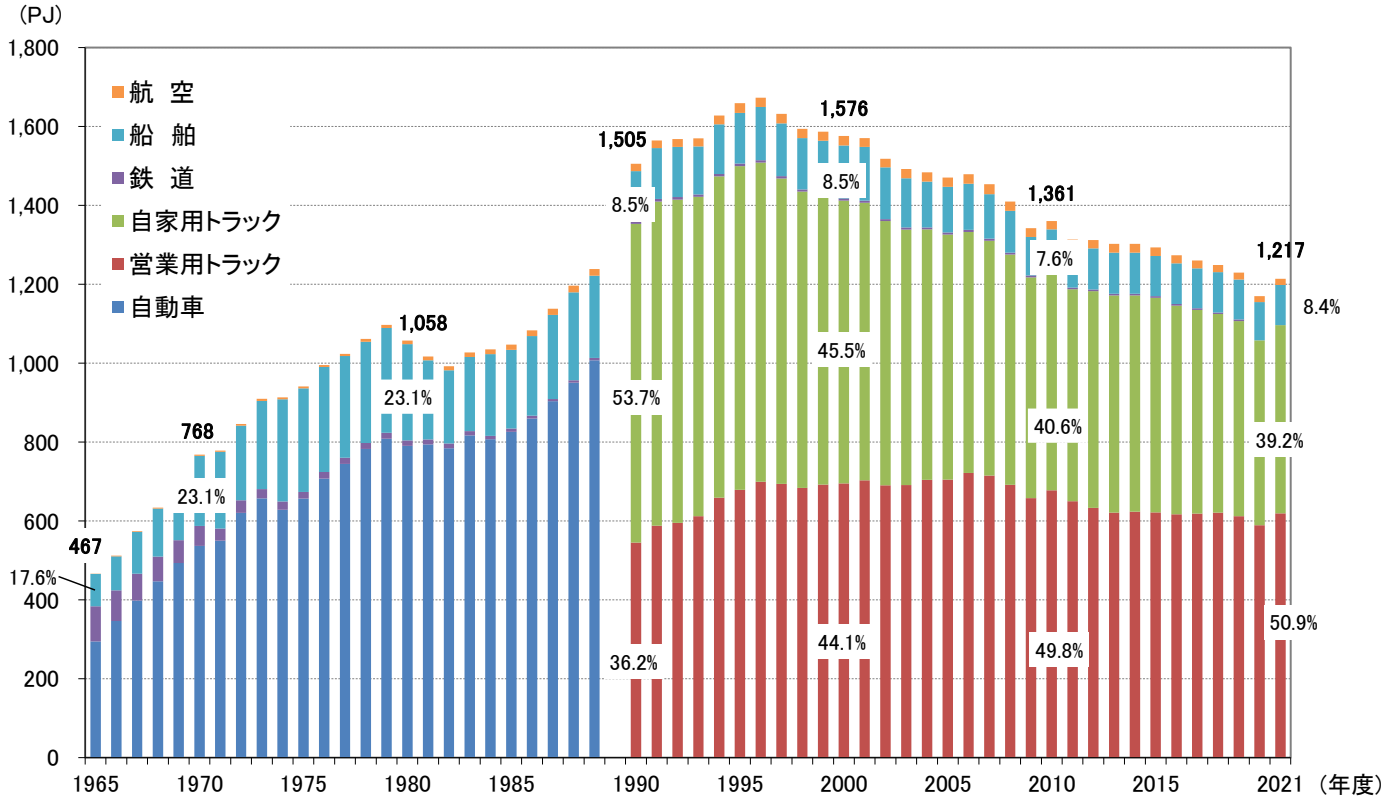
(3) 貨物部門のエネルギー消費の動向

貨物部門のエネルギー消費量は、第二次石油危機後の1980年代前半に一次減少傾向にあったものの、ピークとなった1996年度にかけて増加しました。それ以降は減少傾向に転じ、2021年度はピーク期に比べて27%縮小したものの、2020年度と比較すると、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により、3.7%増加の1,217PJとなりました。

貨物部門のエネルギー消費の内訳を見ると、約9割が営業用や自家用のトラック等の自動車で占められています。1990年度は、自家用トラックのエネルギー消費が貨物部門全体の半分以上を占めましたが、1995年度をピークに減少に転じ、全体に占める比率も低下しました。一方、営業用トラックのエネルギー消費は1990年代にかけて増加し、2002年度から自家用トラックを上回るようになりましたが、2006年度にピークに達し、その後は減少傾向に転じました(第212-3-8)。

2021年度の貨物輸送のエネルギー消費をエネルギー源別に見ると、68.9%が主として大型トラックで消費される軽油、20.9%が主として配送用の小型貨物車で消費されるガソリン、残りが主として船舶に使われる重油や航空用のジェット燃料油等でした(第212-3-9)。

【第212-3-8】貨物部門の機関別エネルギー消費の推移

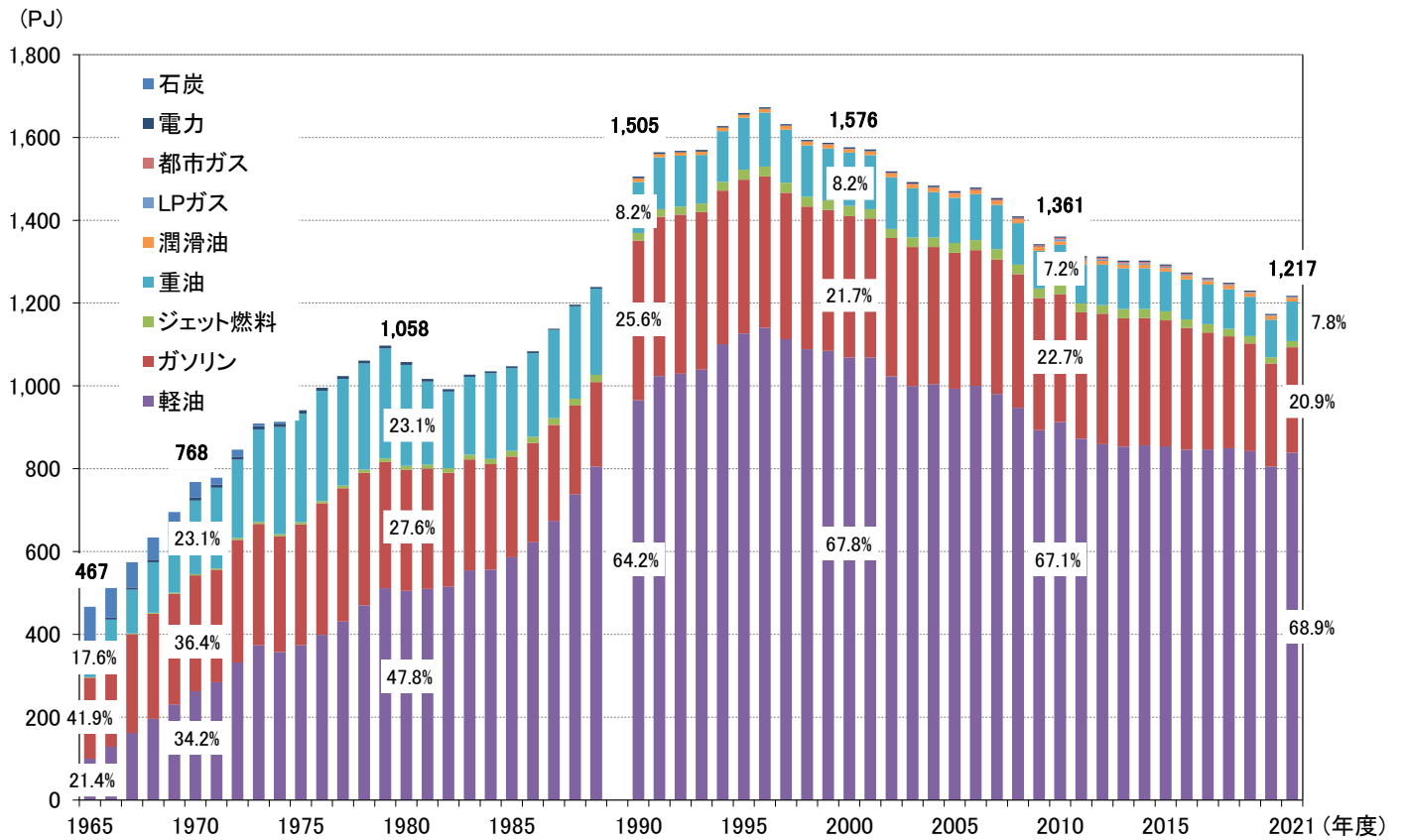


(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。また、それまで1つであった自動車によるエネルギー消費量は1990年度以降、自家用トラックによるものと営業用トラックによるものの2つに区分されている。

(注2) 自家用トラックとは事業者が自社の貨物を輸送する目的で保有するもの、営業用トラックとは依頼された貨物を輸送する目的で保有するものをいう。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-3-9】貨物部門のエネルギー源別消費の推移



(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

第3節 一次エネルギーの動向

1.化石エネルギーの動向

(1)石油

①供給の動向

日本の一次エネルギー供給における石油供給量は、石油危機を契機とした石油代替政策や省エネ政策の推進により減少しましたが、1980年代後半には、取り組みやすい省エネの一巡や、原油価格の下落に伴って増加に転じました。1990年代半ば以降は、石油代替エネルギー利用の進展や自動車の燃費向上等により再び減少基調で推移し、2021年度の供給量は熱量ベースで6,735PJとなりました(第213-1-1)。

日本の原油自給率¹⁰は、1970年頃から2021年度に至るまで継続して0.5%未満の水準にあります(第213-1-2)。エネルギー資源の大部分を海外に依存する供給構造は、2021年10月に閣議決定された「第6次エネルギー基本計画」においても、日本のエネルギー需給における構造的課題として明記されています。

日本は主にサウジアラビア、アラブ首長国連邦、クウェート、カタール等の中東地域から原油を輸入しており、2021年度の原油輸入量に占める中東地域の割合(中東依存度)は92.5%でした。特に輸入量が多いのはサウジアラビアとアラブ首長国連邦です(第213-1-3)。なお、中東依存度を諸外国と比較すると、2020年の米国の中東依存度¹¹は9.0%、欧州OECDは14.0%であり、日本の中東依存度は諸外国と比べて高い水準となっています。

日本は、二度の石油危機の経験から原油輸入先の多角化を図りました。中国やインドネシアからの原油輸入を増やすことで、1967年度に91.2%であった中東依存度を1987年度には67.9%まで低下させました。しかしその後、中国や東南アジア諸国での原油需要の増加に伴い、同地域からの原油輸入量が減少したことで中東依存度は再び上昇し、2009年度には89.5%に達しました。2010年代に入ると、サハリンや東シベリアといったロシアからの原油輸入の増加等で、中東依存度は2009年度と比べ低下傾向にありましたが、2016年度にはロシア等からの輸入が減少したことで中東依存度は再び増大し、2021年度では92.5%となりました(第213-1-4)。

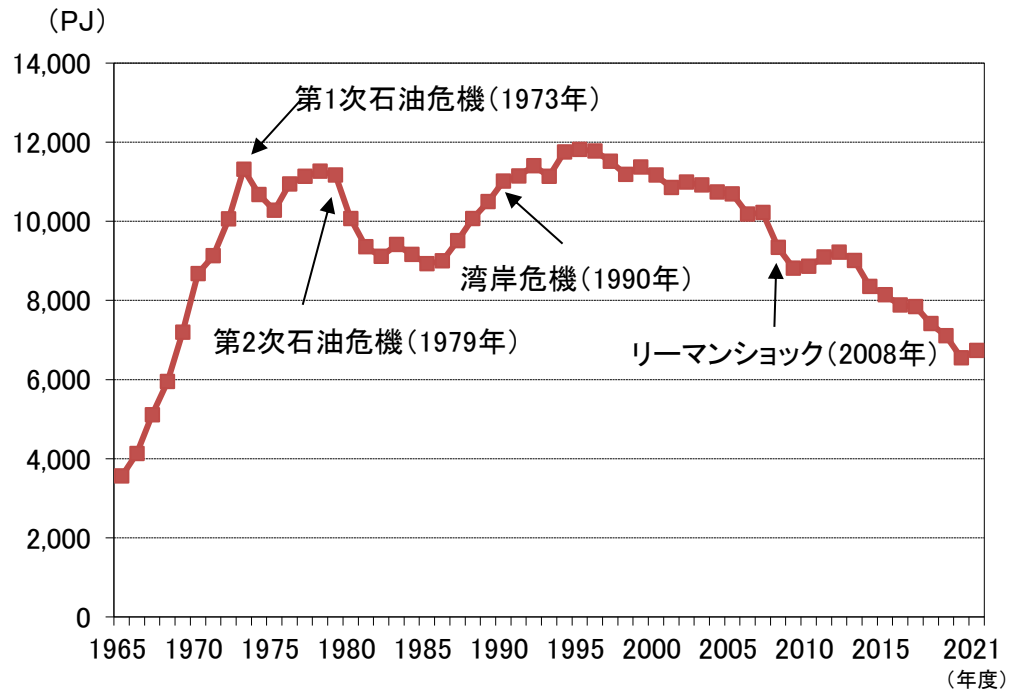
アジアの産油国の原油需給の動向を見ると、国内の原油需要が増加したことを受け、これまで輸出していた原油を国内向けに振り向け、1990年に比べて輸出向けの割合が減少傾向にあることがわかります(第213-1-5)。

なお、国際エネルギー機関(IEA)は各加盟国に対して、石油純輸入量の90日分以上の緊急時備蓄を維持するよう勧告していますが、日本は2022年8月時点で219日分の石油備蓄を保有しています。これは、備蓄義務を負う石油純輸入国28か国のうち、産油量があり純輸入量が少ないため備蓄日数が多く算出されるエストニア、デンマーク、米国、オランダを除く24か国中2番目の日数であり、24か国の平均である145日より74日多い日数の備蓄を有していることとなります(第213-1-6)。

¹⁰ ここでの原油自給率は、日本の海外における自主開発原油は含まれず、日本の原油供給のうち国内で産出された原油の割合を示します。

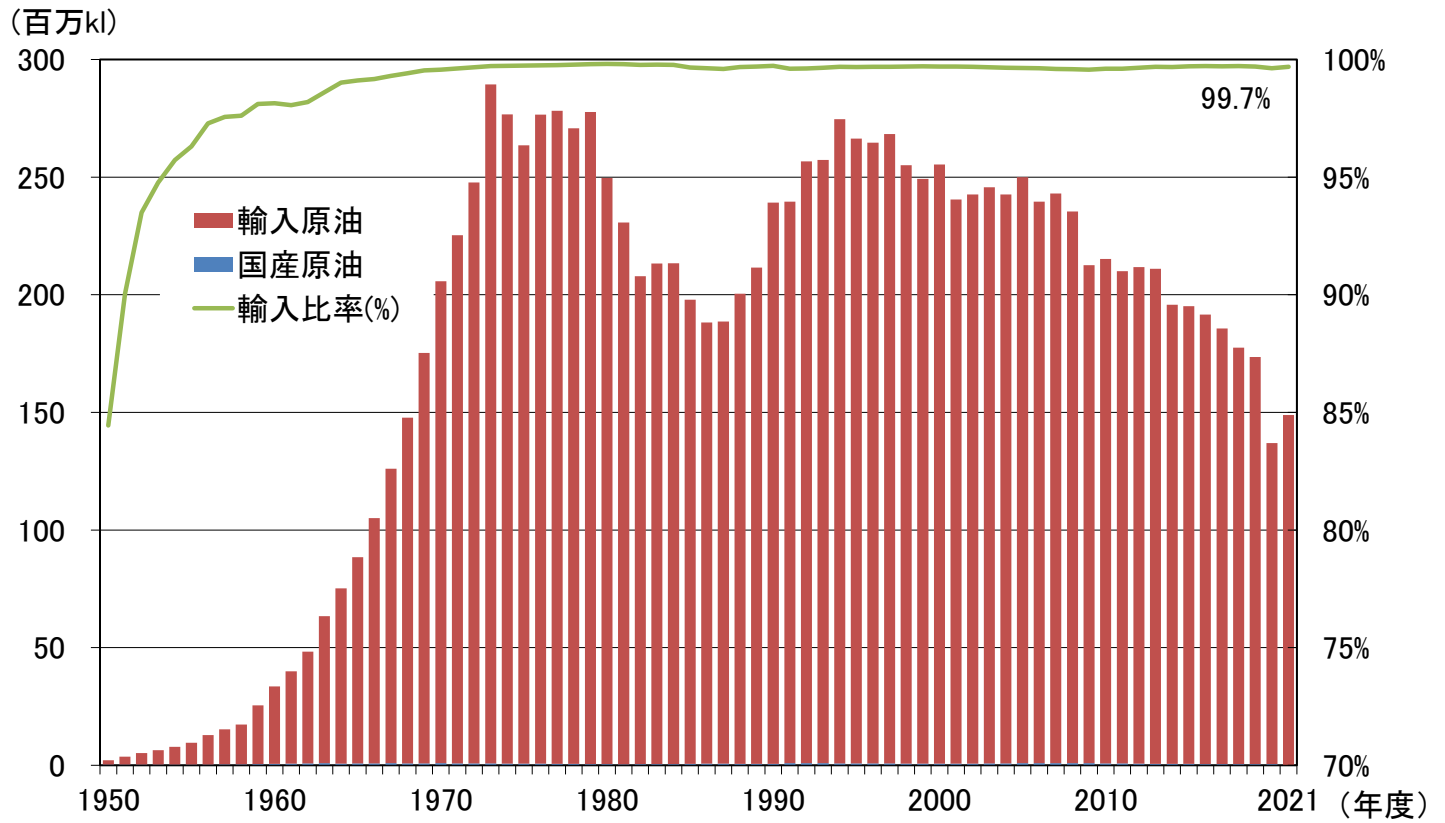
¹¹ 米国及び欧州OECDの中東依存度については、天然ガス液(Natural gas liquids)を含まない原油(Crude oil)のみの数値を示します。資料:IEA「Oil Information (2022)」

【第213-1-1】日本の石油供給量の推移



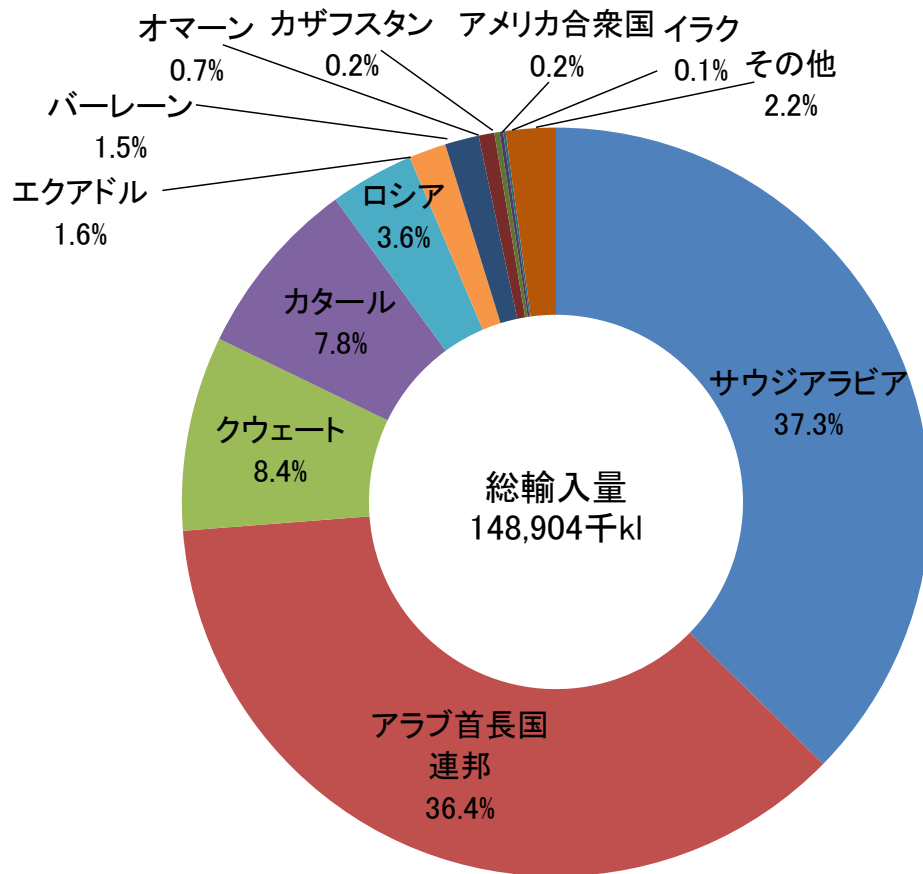
(注) 石油(原油+石油製品)の一次エネルギー国内供給量
 資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第213-1-2】国産と輸入原油供給量の推移



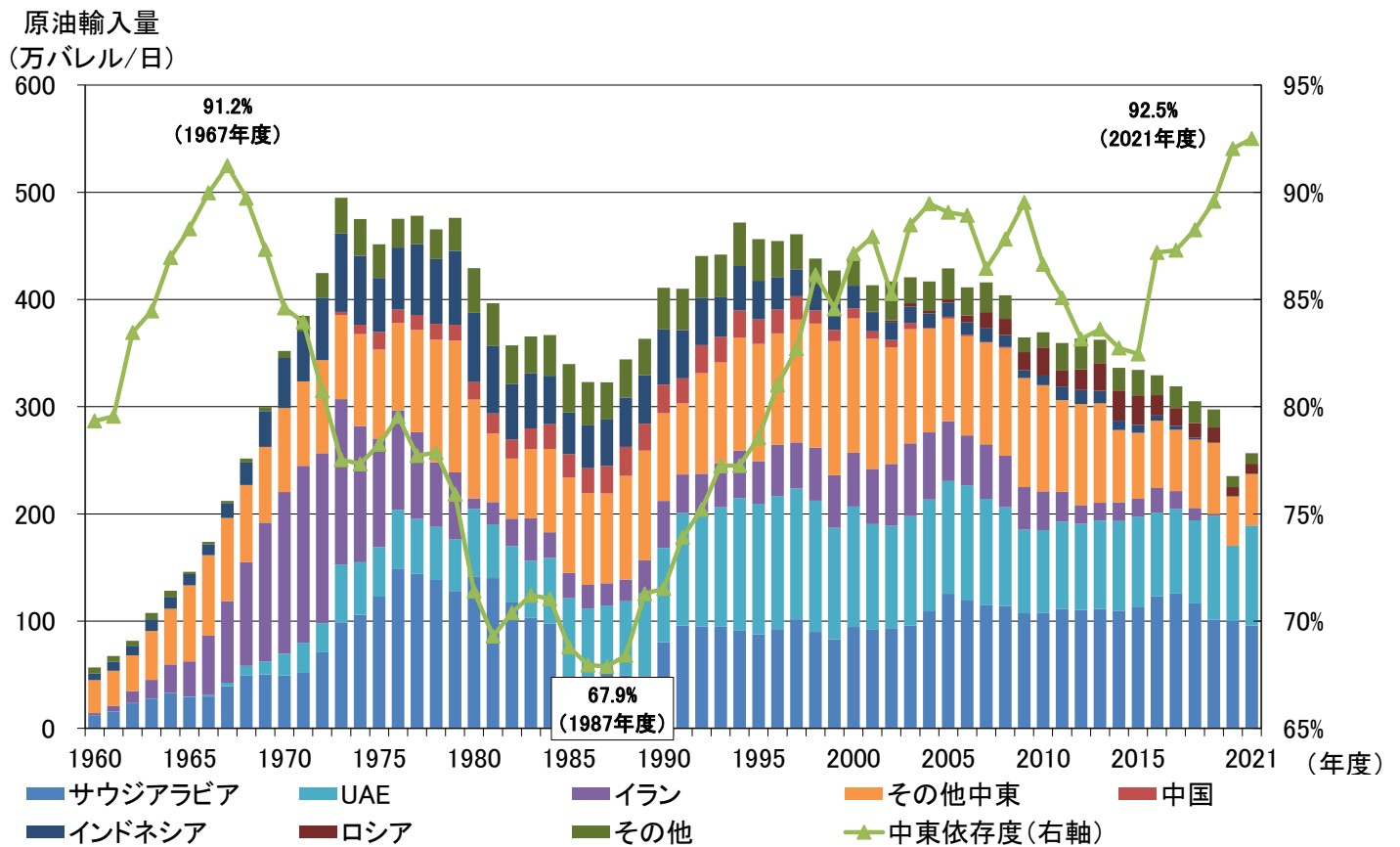
資料:経済産業省「資源・エネルギー統計年報・月報」を基に作成

【第213-1-3】原油の輸入先(2021年度)



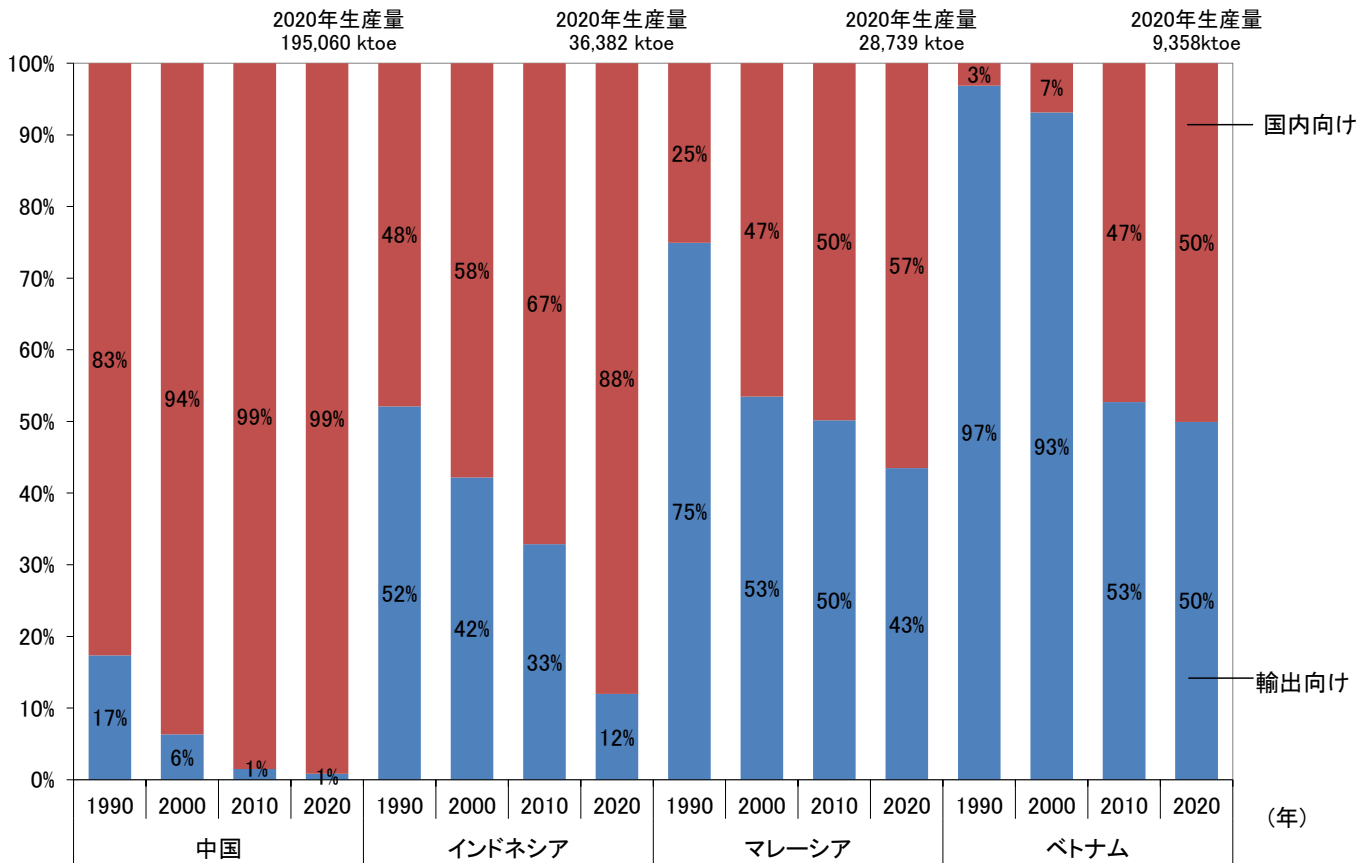
資料:経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成

【第213-1-4】原油の輸入量と中東依存度の推移



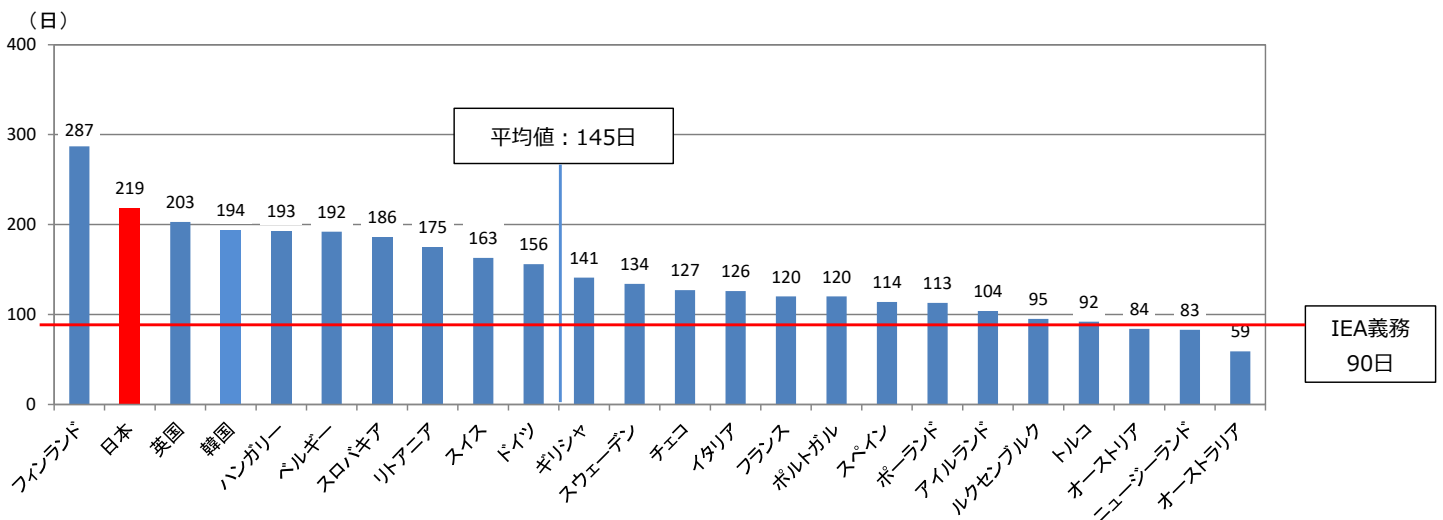
資料:経済産業省「資源・エネルギー統計年報・月報」を基に作成

【第213-1-5】原油生産に占める国内向け原油、輸出向け原油の割合



資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

【第213-1-6】日本及びIEA加盟国の石油備蓄日数比較(2022年8月時点)



(注) 備蓄義務を負う石油純輸入国28か国のうち、産油量があり純輸入量が少ないため備蓄日数が多く算出されるデンマーク、エストニア、米国、オランダを除く24か国を比較した。

資料: IEA「Oil Stocks of IEA Countries」を基に作成

②消費の動向

日本では原油のほとんどが蒸留・精製により石油製品に転換され、それらの石油製品は国内で販売又は輸出されています。これに加え、国内消費向けに石油製品の輸入も行っています。2021年度の石油製品販売量は、燃料油合計で1億5,349万klであり、2000年代に入り減少傾向となっています。油種別販売構成を見ると、第一次石油危機以前の1971年度まではB・C重油¹²の販売量が5割以上を占めていましたが、その後はガソリン、ナフサ、軽油等より軽質な石油製品の消費が増加しています。2021年度のガソリン、ナフサ及び軽油の油種別販売量のシェアは、それぞれ、29.0%、27.1%及び20.9%となりました。逆にB・C重油は5.4%まで減少しました(第214-4-1参照)。

③原油価格の推移

本項では、2008年の米国の投資銀行リーマン・ブラザーズ社の破綻に端を発した世界金融危機以降の原油輸入CIF価格¹³の動きをみていきます。円建て輸入CIF価格は、2008年8月に約9.2万円/klの高値を付けた後に、2009年1月に約2.5万円/klの水準にまで急落しました。その後、各国による景気刺激策の影響を受け、原油需要の回復期待が高まる中、2009年5月に3万円台/klまで上昇し、2011年3月には5万円台/klへと上昇しました。2011年度以降も上昇傾向を継続し、2014年1月には約7.5万円/klまで上昇し、原油価格の高い状態が概ね2014年末まで続きました。しかしその後、様相が大きく変化しました。当時、高い原油価格を背景に米国のシェールオイルが増産され続ける一方、欧州や中国の景気は減速傾向にあり、石油市場には供給過剰感が生じました。こうした環境にも関わらずOPECは2014年11月の総会で減産を見送りましたが、これが契機となって原油価格は下落に転じ、2016年初頭には約2.2万円/klとなりました。それ以降は世界経済の緩やかな回復に加え、2016年9月のOPEC総会で8年ぶりの減産の方向性が打ち出され、ロシア等の非OPEC産油国も減産に協力したことや、2016年11月の米国大統領選後の円下落等もあり、再び上昇に転じました。その後原油価格は上下を繰り返しながらも、OPEC及び非OPEC産油国から成るOPECプラスによる着実な減産により需給が引き締まり、2018年秋まで上昇基調を続けました。その後、原油価格は5万円/kl前後の価格を維持していましたが、米国によるイラン原油禁輸の適用除外措置の発表や、米国のシェールオイル増産等により、需給が緩みつつありました。そういった環境下で、OPECプラスはさらなる追加減産に合意し、2020年1月からの減産強化を決めました。

その矢先に起こったのが、新型コロナウイルス感染症の流行です。世界の経済が減速し、石油需要が短期間のうちに大幅に減少しました。OPECはこの状況に対処しようと2020年3月に非OPECに追加減産を提案しましたが、ロシアがこれを拒否したことで協調減産が決裂しました。この結果を受けたサウジアラビアは、これまで協調減産をリードしてきた態度を一変させ、増産に踏み切ることを表明しましたが、その結果、原油価格が急落しました。原油価格の急落を受けて2020年4月にOPECプラスは再び協調減産に合意しましたが、世界中で都市封鎖(ロックダウン)が行われる等で世界の石油需要は急減し、また原油の貯蔵能力の限界を超えるとの見方から、米国の指標原油であるWTI原油は一時マイナス価格¹⁴を記録するという前代未聞の状況を経験しました。その後は、OPECプラスが合意した過去に例のない規模での協調減産の効果や、新型コロナウイルス感染症から世界経済が徐々に回復したこと等により価格は上昇しました。

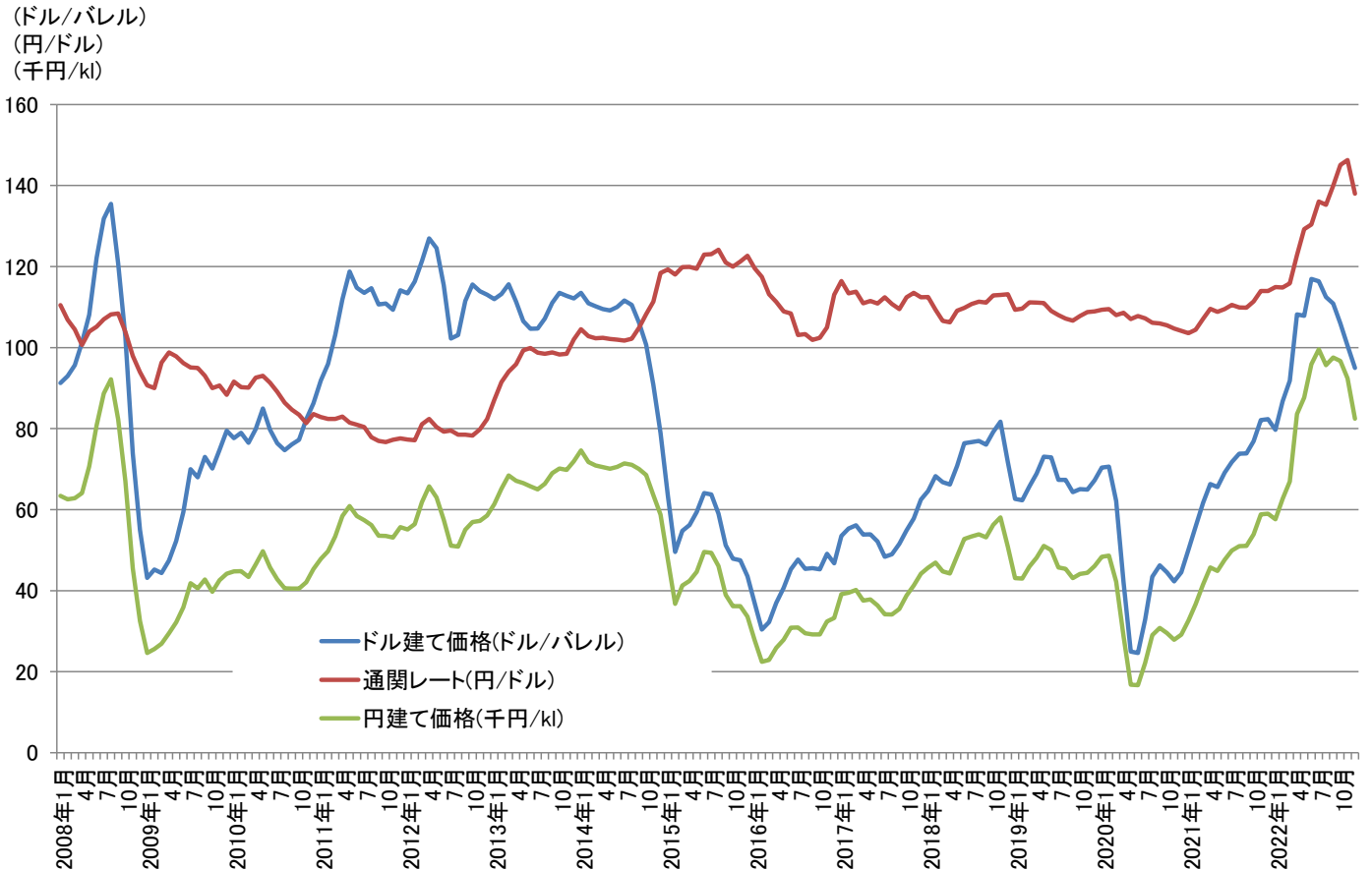
その後、2022年2月に始まったロシアによるウクライナ侵略の影響で原油価格は高騰し、2022年7月には約10万円/klとなりました。以降は米国政策金利の上昇や世界経済の減速懸念により、価格は下落傾向となっています(第213-1-7)。

¹² 重油は動粘度の違いにより、A重油、B重油とC重油に分類されています。同じ種類の中ではさらに硫黄分により品質が分類されています。A重油は重油の中では最も動粘度が低く、茶褐色の製品です。用途は、工場の小型ボイラ類をはじめ、ビル暖房、農耕用ハウス加温器、陶器窯焼き用の他に、漁船等船舶用燃料等としても使われています。C重油は、A重油に比べて粘度が高く、黒褐色の製品です。その用途は、火力発電や工場の大型ボイラ、大型船舶のディーゼルエンジン用の燃料等に用いられています。B重油はA重油とC重油の中間の動粘度の製品ですが、現在ほとんど生産されていません。燃焼用の燃料としては、取り扱い面から、引火点、動粘度、流動点等、燃焼面からは発熱量、硫黄分、水分、水泥分、燃焼後の管理のための灰分等が重要な品質管理項目になっています。

¹³ Cost, Insurance and Freightの略で、引渡し地までの保険料、運送料を含む価格を意味しています。

¹⁴ 売主がお金を支払い、買主はお金を受取ることを意味します

【第213-1-7】原油の円建て輸入CIF価格とドル建て輸入CIF価格の推移



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

(注)WTI(West Texas Intermediate)原油は米国の代表的な指標原油。

オクラホマ州クッシングの原油集積基地渡し価格。

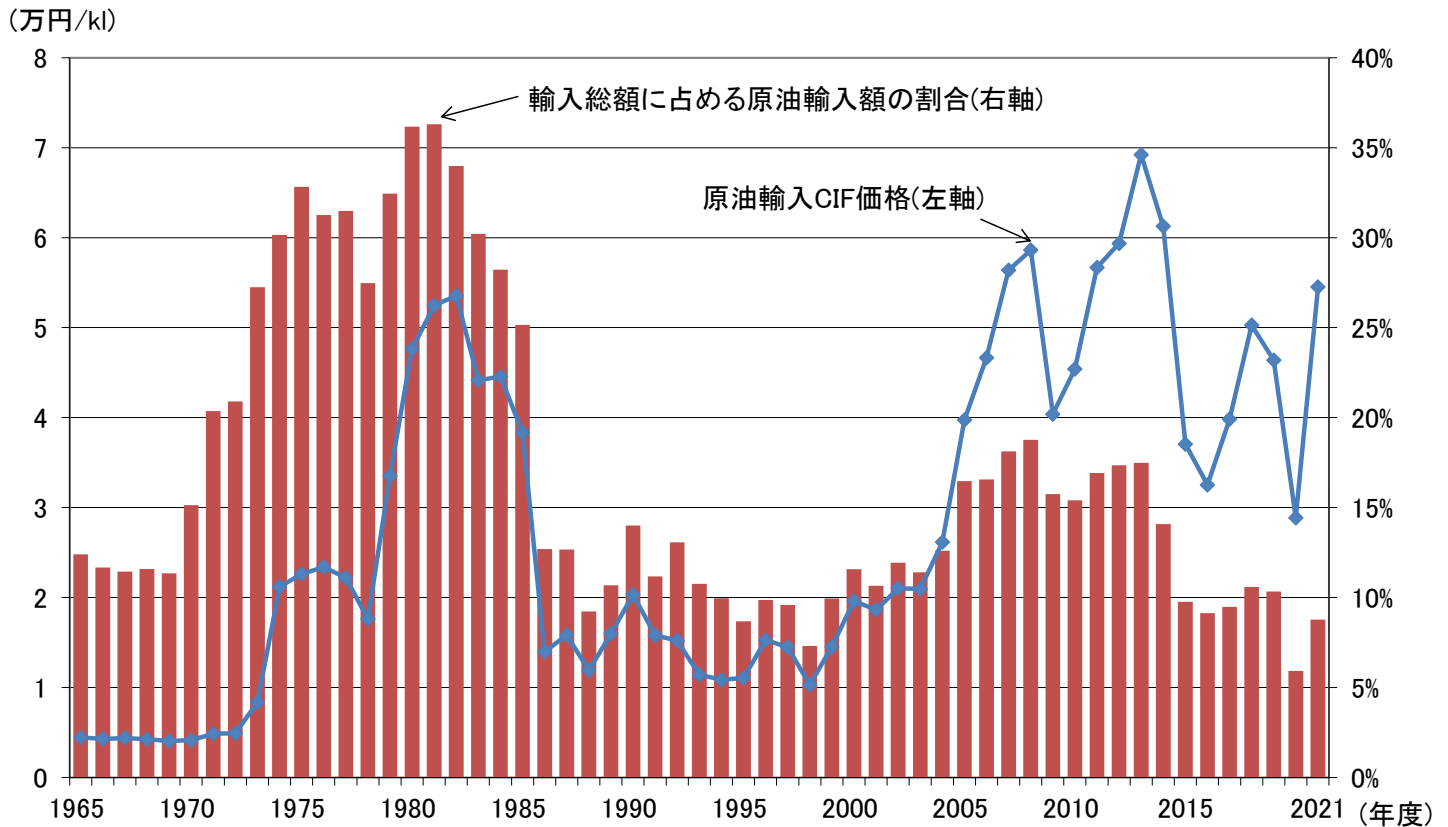
2020年4月のマイナス価格は、売主がお金を支払い、買主はお金を受取ることを意味する。

資料:米エネルギー省エネルギー情報局のデータを元に作成

原油の輸入金額は、かつて日本にとって無視できない負担となっており、第二次石油危機後には日本の総輸入金額に占める原油輸入金額¹⁵の割合は30%を超えていました。しかし、1986年度以降は概ね10%～15%程度で推移してきました。背景には、原油価格が低下したこととともに、石油危機以後の石油代替政策、省エネ政策等が功を奏したことがあります。輸入金額に占める原油の割合が低下したことで、原油価格の高騰が日本経済に与える影響は石油危機時と比べると小さくなったと考えられます。2020年度は新型コロナウイルス感染症の影響による石油需要の減少から原油の輸入量が減少し、また、原油の輸入CIF価格が低下したことにより、原油輸入金額の占める割合は1965年度以降で最低の5.9%となりました。しかし、2021年度は新型コロナウイルス感染症からの経済回復による石油需要の増加から原油の輸入量が増加したこと、原油の輸入CIF価格が上昇したことにより、原油輸入金額の占める割合は8.8%となりました(第213-1-8)。

¹⁵ 原油輸入金額は、「原油」の輸入額の合計を示しています。

【第213-1-8】原油の輸入価格と原油輸入額が輸入全体に占める割合



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

(2) ガス体エネルギー

ガス体エネルギーの主なものとしては天然ガスとLPガスがあります。天然ガスは、油田の随伴ガスや単独のガス田から生産され、メタンを主成分としています。常温・常圧では気体であるため、輸送にあたっては、気体のままパイプラインでの輸送、あるいは、マイナス162℃まで冷却して液体にし、液化天然ガス(LNG:Liquefied Natural Gas)としてタンカー等での輸送のいずれかの方法がとられています。天然ガスは、化石燃料の中では燃焼時のCO₂の排出量が少なく、相対的にクリーンであるために利用が増えました。

また、LPガスは液化石油ガス(Liquefied Petroleum Gas)のことで、油田や天然ガス田の随伴ガス、石油精製設備等の副生ガスから取り出したブタン・プロパン等を主成分としています。簡単な圧縮装置を使って常温で容易に液化できる気体燃料であるため、液体の状態で輸送、貯蔵、配送が行われています。

①天然ガス

(ア)供給の動向

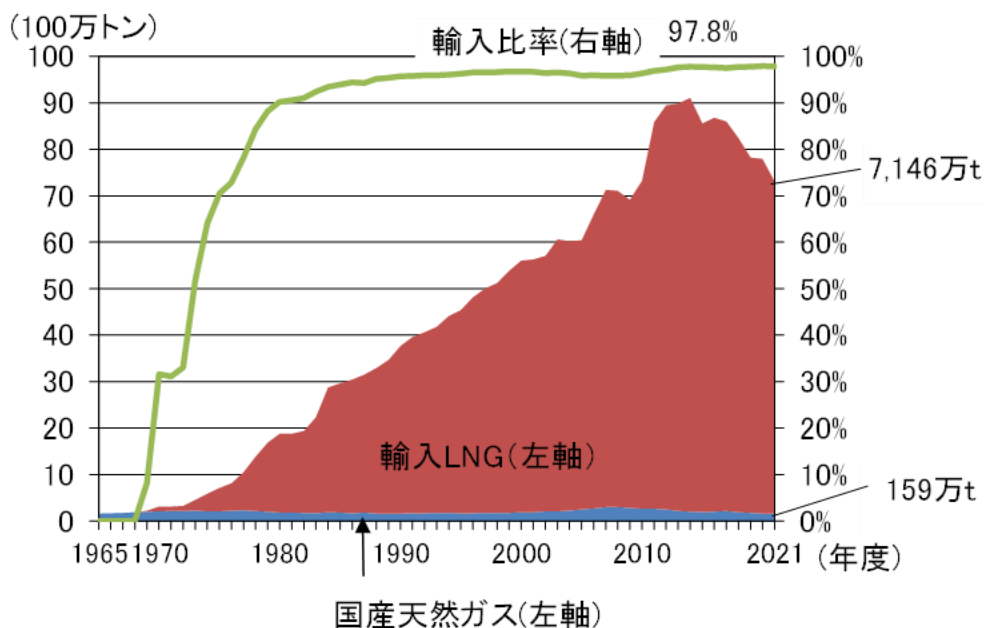
日本では、1969年のLNG導入以前の天然ガス利用は国産天然ガスに限られ、一次エネルギー供給に占める割合は1.1%に過ぎませんでした。しかし、1969年の米国・アラスカからのLNG輸入を皮切りに東南アジア、中東等からも輸入が開始され、日本におけるLNGの導入が進み、一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合は2014年度に過去最高の24.5%に達し、2021年度は21.5%となりました(第211-3-1参照)。

2021年度における天然ガス供給の輸入割合は、石油と同様に極めて高い97.8%であり、輸入分は全量(7,146万トン)がLNGとして輸入されました。一方、主に新潟県、千葉県、北海道等で産出されている国産天然ガスの割合は2.2%でした。国産天然ガスの生産量は、2021年度において約22.6億m³(LNG換算で約159万トン)となりました(第213-1-9)。

2021年度の日本に対するLNGの輸入供給源を見ると、豪州、マレーシア等の割合が高い状況であることがわかります。中東依存度は14.9%と石油と比べて低く、地政学的リスクも相対的に低いといえます。特に、2012年度から最大のLNG輸入先となっている豪州では、新規LNG生産プロジェクトからの輸入が順次開始されており、豪州が占める割合は2012年度の19.6%から2021年度には38.3%に拡大しています。一方、インドネシアは1980年代半ば、マレーシアは2000年代半ばをピークとして、年々割合を減らしています。また、2014年度にはパプアニューギニアからの輸入が、2017年1月にはシェールガス生産が急増した米国本土からのLNG輸入が開始される等、供給源の多角化がさらに進展しています(第213-1-10、第213-1-11)。

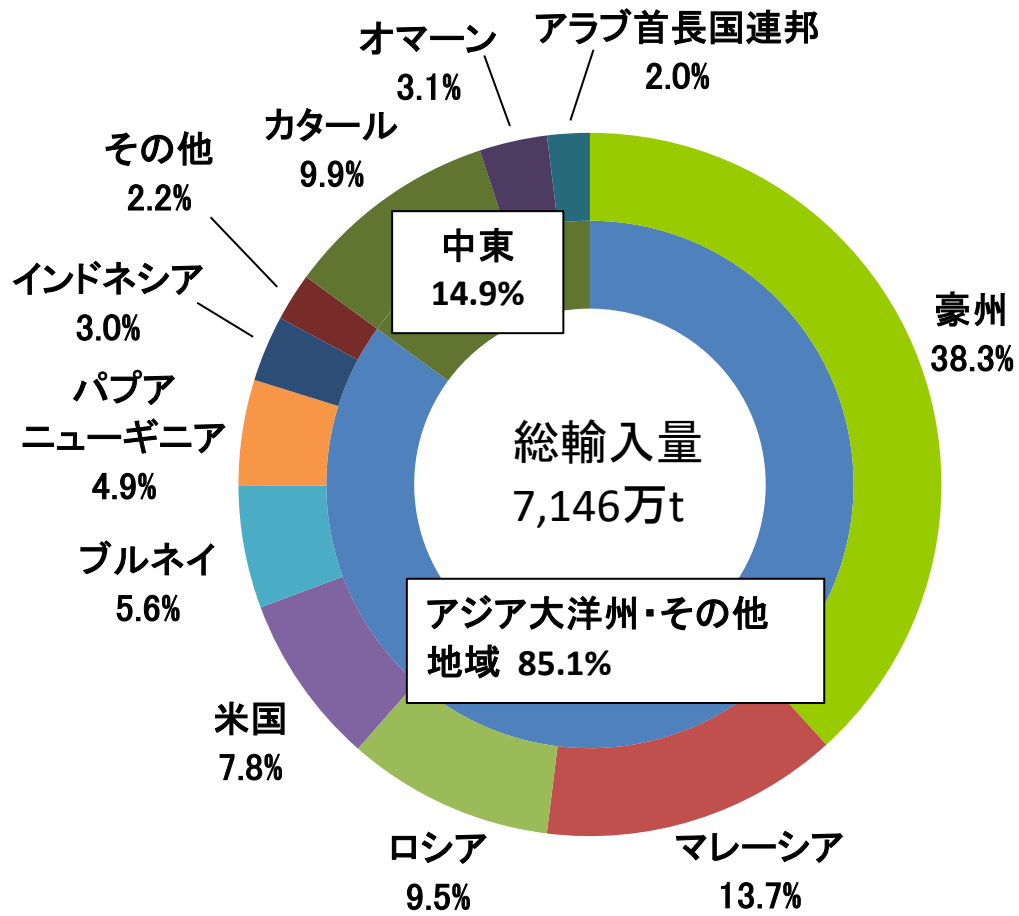
なお、2021年において、世界のLNG貿易の19.6%を日本の輸入が占めました(第222-1-23参照)。

【第213-1-9】天然ガスの国産、輸入別の供給量



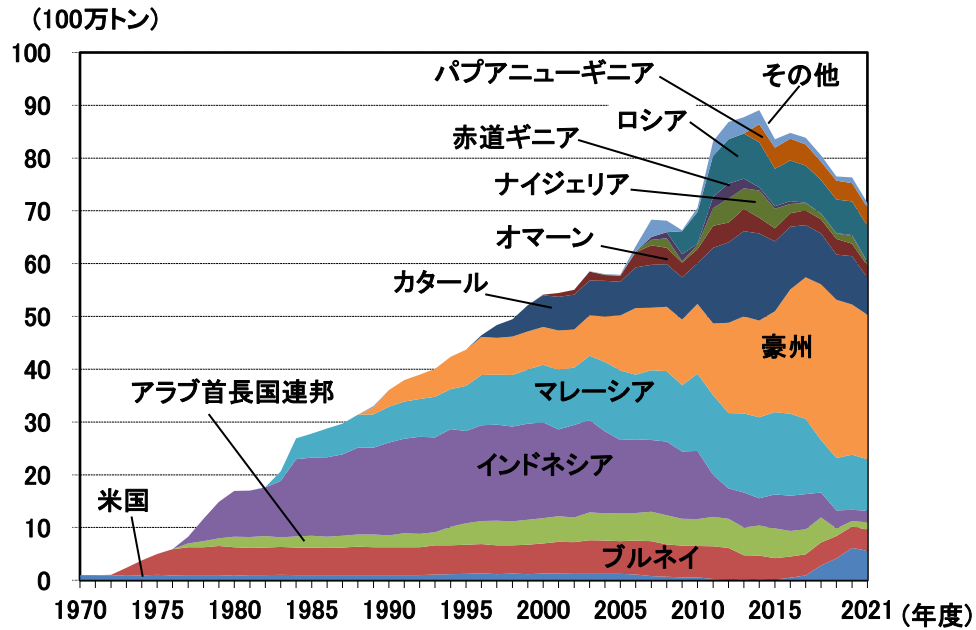
資料:経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、「資源・エネルギー統計」、「電力調査統計月報」、「ガス事業統計月報」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-10】LNGの輸入国(2021年度)



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-11】LNGの供給国別輸入量の推移



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

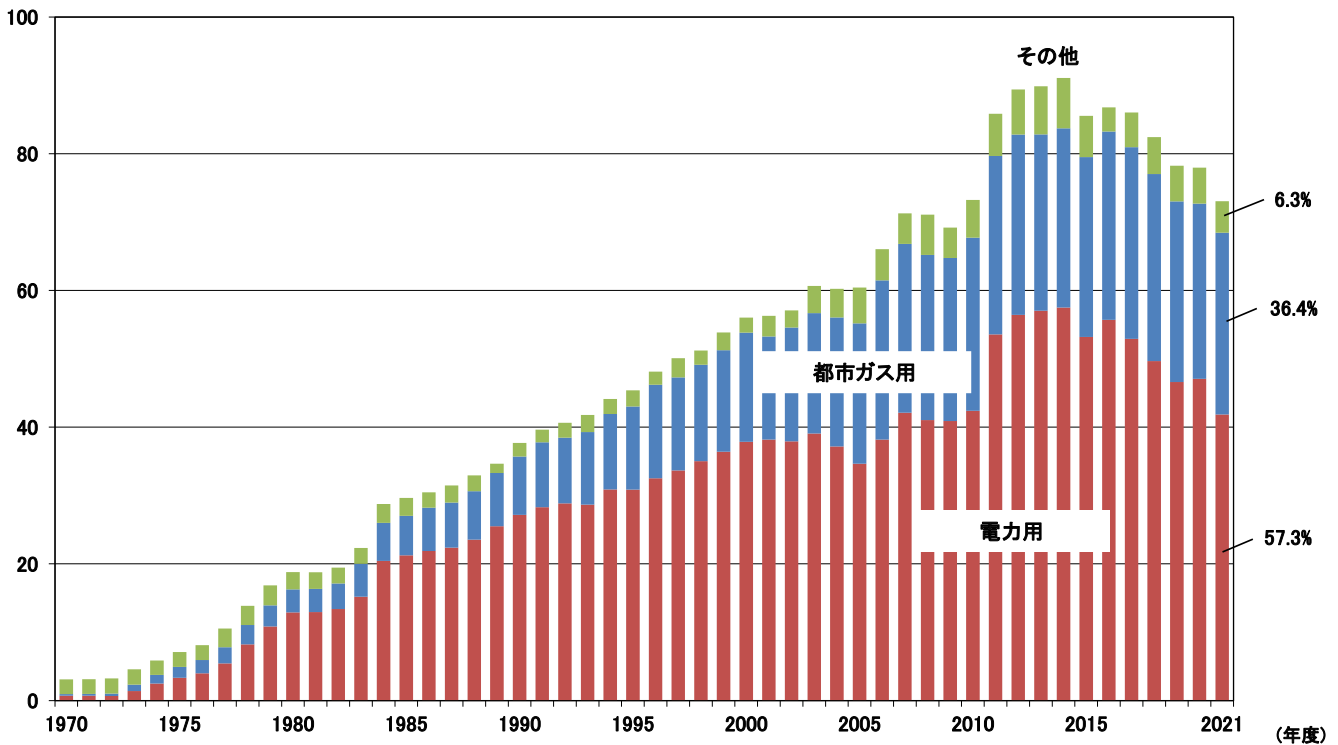
(イ)消費の動向

2021年度の日本の天然ガスの消費動向を見ると、電力用として約57%、都市ガス用として約36%が使われていることがわかります。天然ガスは、一次エネルギーの供給源多様化政策の一環として、その利用が増加してきました。特に2011年3月の東日本大震災以降、原子力発電所の稼働停止を受け、発電用を中心に増加しました。2014年度に消費量が過去最高となった後は、原子力発電所の再稼働や再エネの普及等により、発電用需要が減少しており、天然ガスの消費量も減少傾向にあります(第213-1-12)。

なお、都市ガスの用途別販売量としては、2000年頃までは家庭用が最大のシェアを占めていましたが、近年は工業用が増加しており、最大のシェアを占めています(第214-2-2参照)。

【第213-1-12】天然ガスの用途別消費量の推移

(100万トン)



資料:経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、「資源・エネルギー統計」、「電力調査統計月報」、「ガス事業統計月報」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

(ウ) LNG価格の動向

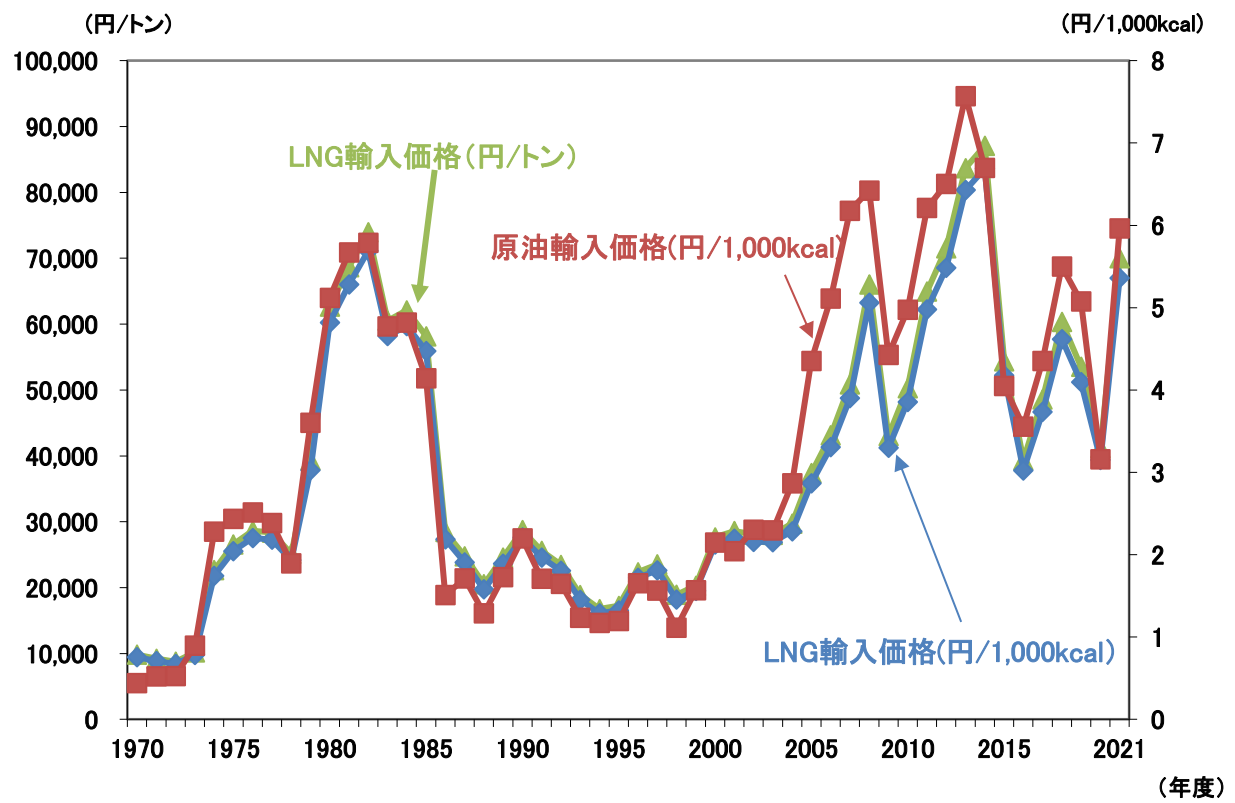
日本のLNG輸入価格は、1969年の輸入開始以来、基本的に原油価格に連動してきました。1970年代の二度の石油危機で原油価格が高騰すると、LNG輸入価格も上昇し、1980年代に原油価格が下落すると、LNG輸入価格も低下しました。

日本のLNG輸入量の大半を占める長期契約におけるLNG輸入価格は、その多くが日本向け原油の輸入平均CIF価格に連動しています。ただし、連動率は概ね65%～90%であり、また一部の日本向けLNG輸入価格は、原油価格変動の影響を緩和するために、Sカーブといわれる調整システムを織り込んだ価格フォーミュラにより決定されています。その結果、2004年度以降の原油価格急騰の環境下でも、LNG輸入価格の変化は原油価格の変化に比べると緩やかになっています。なお、2016年度にはシェールガス生産が増加した米国本土からのLNG輸入が開始されましたが、同国からのLNG輸入は、米国国内のガス市場価格（ヘンリーハブ価格）に連動するものが多く、価格決定方式の多様化につながっています。さらに2010年代以降に増加しているスポット調達では、原油価格、他のガス価格等の動向を参照しながらも、相対交渉により独自の価格設定がなされるようになっています。

2010年代に入って以降は、原油輸入CIF価格の上昇に伴い、LNG輸入CIF価格も上昇し、2014年度には1トン当たり約8.7万円となりました。その後、国際原油価格の下落に伴い、LNG輸入価格は低下していきました。2017年度からは国際原油価格が上昇に転じたことに伴い、2018年度のLNG輸入価格も再度上昇しましたが、2019年度からは再び原油価格が下落に転じたこと、また原油価格に連動しない米国産LNGやスポットLNGの増加の影響もあり、2020年度は1トン当たり約4.1万円台に低下しました。2021年には原油輸入CIF価格が上昇に転じたこともあり、1トンあたり7.0万円台となりました(第213-1-13)。

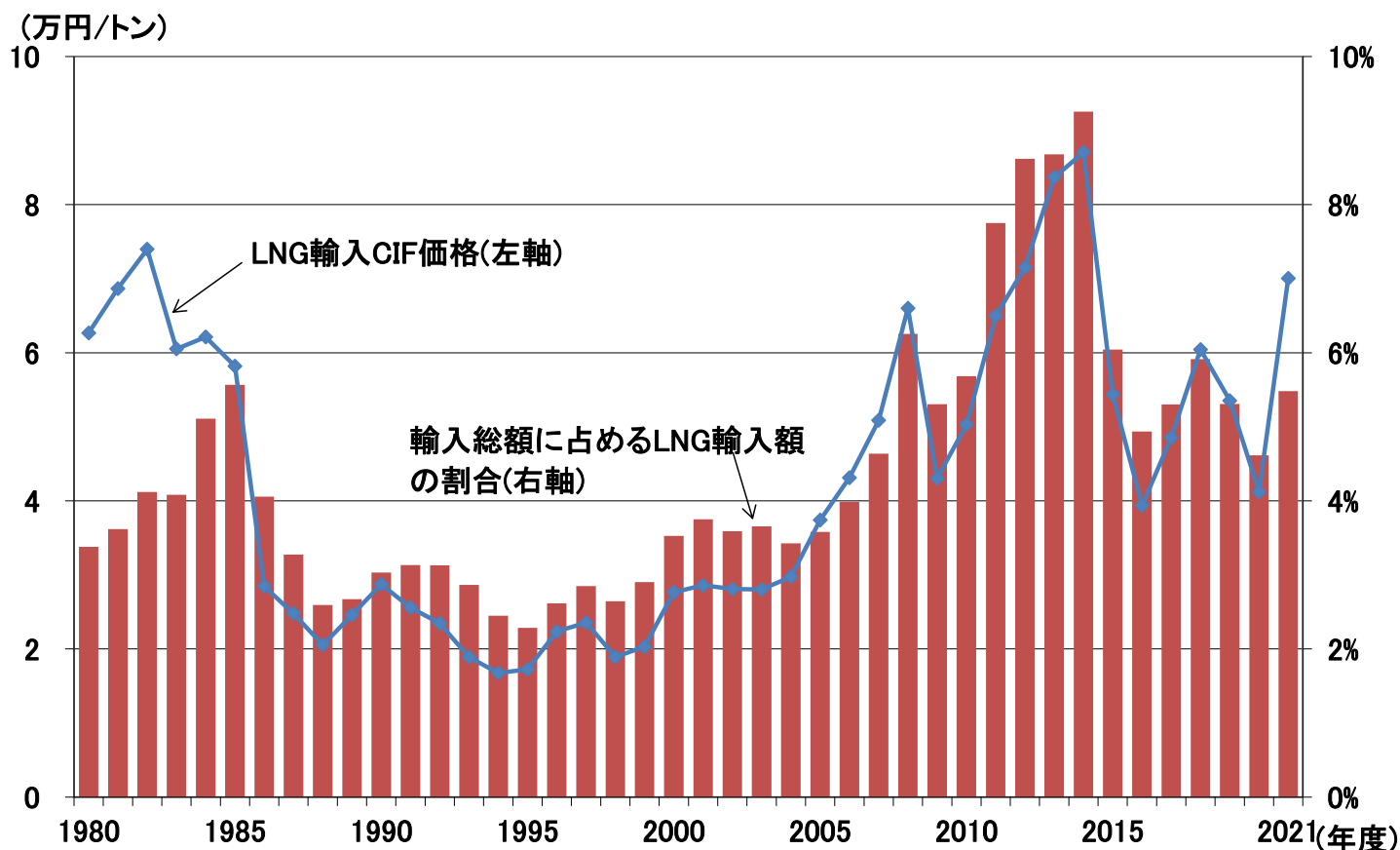
日本の総輸入金額に占めるLNG輸入金額の割合を見ると、1980年代の後半からはLNG輸入価格の低下に伴い、4%を下回る水準で推移してきました。しかし、2000年代後半以降は原油価格の上昇によりLNG輸入価格も上昇したことに加え、特に、2011年3月の東日本大震災以降の原子力発電所稼働停止に伴い、発電用途のLNG輸入量が増加しました。これにより、LNG輸入金額の割合は上昇し、2014年度には過去最高となる9.3%に達しました。その後は原油価格の低下によるLNG輸入価格の低下等からLNG輸入金額の割合は低下しました。その後、LNG輸入金額の割合はLNG輸入価格に連動しながら4～6%前後で推移しています(第213-1-14)。

【第213-1-13】LNG輸入CIF価格の推移



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-14】LNGの輸入価格とLNG輸入額が輸入全体に占める割合



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

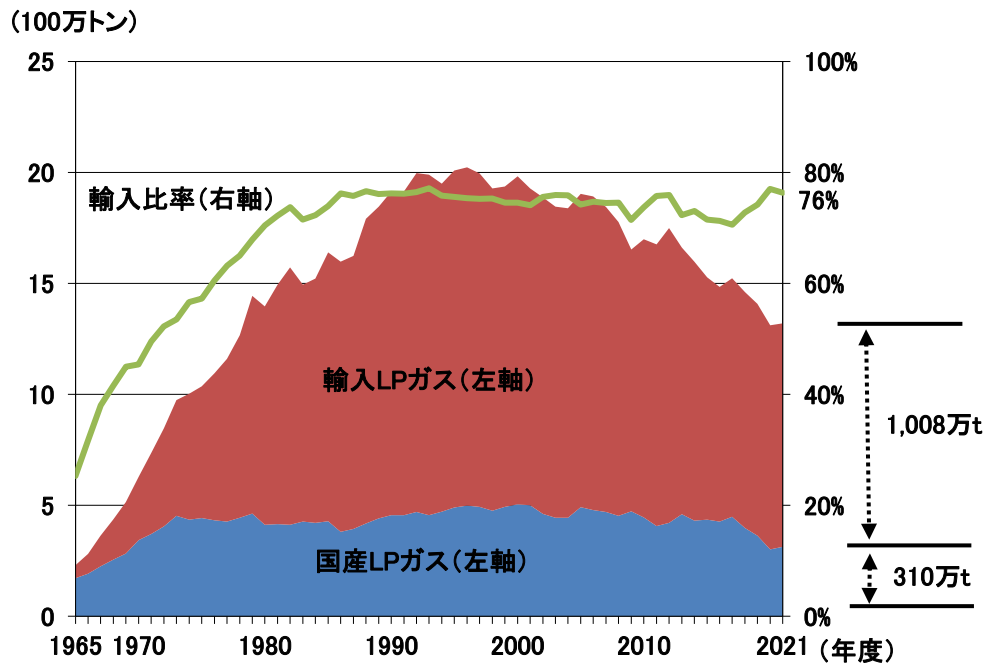
②LPガス

(ア)供給の動向

LPガスは、天然ガス生産からの随伴ガス、原油生産からの随伴ガス、さらに石油精製過程等からの分離ガスとして生産されています。LPガスの供給は1960年代までは、国内の石油精製の分離ガスが中心でしたが、1980年代まで年々輸入比率が高まり、1993年度には輸入比率が最大となる77.1%(1,534万トン)まで拡大しました。その後、輸入比率は横ばいで推移し、2021年度の輸入比率は供給量の76.3%(1,008万トン)となりました(第213-1-15)。

2021年度における日本のLPガスの主な輸入国は、米国、豪州、カナダ及び、クウェート、アラブ首長国連邦、カタール、サウジアラビア等の中東諸国でした。米国のシェールガス・シェールオイル開発に伴って生産されるLPガスの輸入が2013年に開始されたことにより、LPガス全体の輸入量が減少傾向にある中で、米国は2015年度に最大の輸入先となり、2019年度には統計開始後最大となる72.6%のシェアを記録し、2021年度も67.2%と高いシェアを維持しました。シェール革命に加え、2016年6月にパナマ運河拡張が完了し、大型LPG船の通航が可能になったことも追い風となっています。その結果、LPガス輸入の中東依存度は2011年度の86.6%から、2021年度には12.6%へと低下し、逆に米国への一極集中が進んでいます(第213-1-16)。

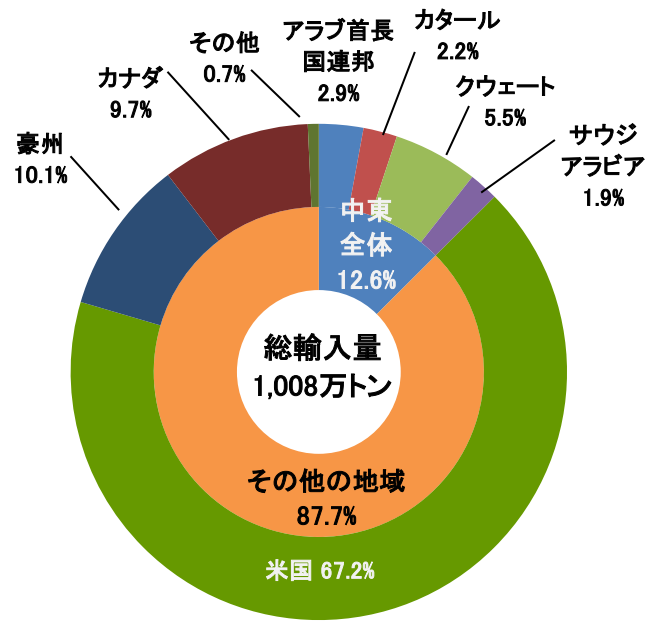
【第213-1-15】LPガスの国産、輸入別の供給量



(注)「国産LPガス」は、製油所の数値。

資料:経済産業省「資源・エネルギー統計」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-16】LPガスの輸入国(2021年度)

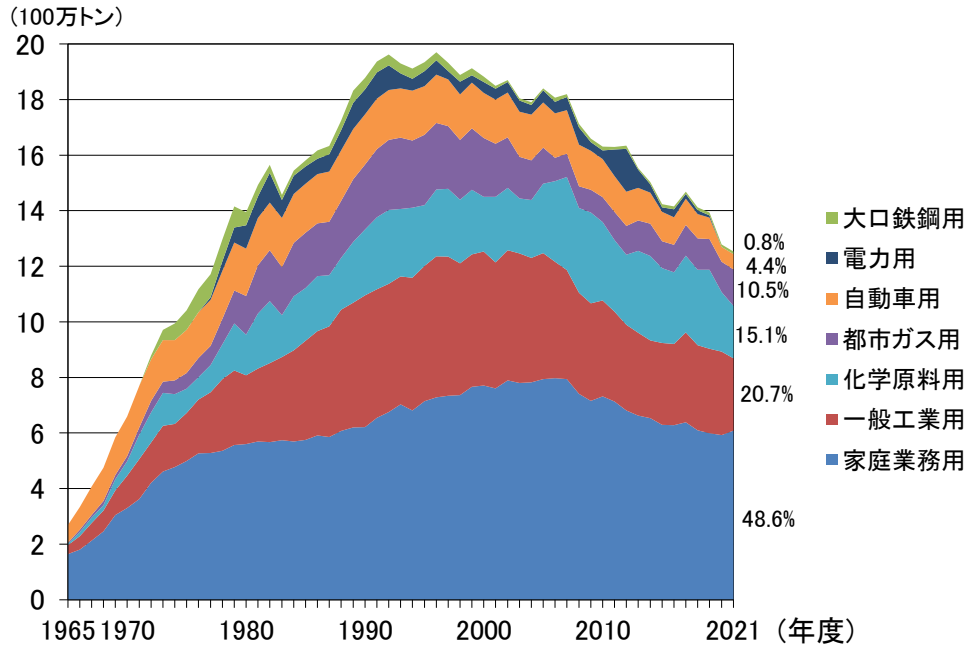


資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

(イ)消費の動向

LPガスの消費は、1996年度に過去最高の1,970万トンとなった後、燃料転換等により減少傾向が続きました。2017年度には厳冬により給湯・暖房需要が増加したことで5年ぶりに増加したものの、2018年度から再び減少に転じ、2021年度の消費量は1,254万トンとなっています。1996年度と比較すると36%減少しており、1978年度並みの水準になっています。また、2021年度のLPガスの消費を用途別に見ると、家庭業務用の消費が全体の48.6%を占めました。次いで一般工業用が20.7%、化学原料用が15.1%と大きなシェアを持ち、都市ガス用(10.5%)、自動車用(4.4%)と続きます(第213-1-17)。

【第213-1-17】LPガスの用途別消費量の推移



資料:日本LPガス協会資料を基に作成

(ウ)LPガス輸入価格の動向

日本のLPガス輸入価格は、サウジアラビアのサウジアラムコ社が決定する通告価格¹⁶に大きく左右される構造となっていました。しかし、2013年度頃からは、価格指標の多様化を目的とし、米国プロパンガス取引価格¹⁷を価格指標とするLPガスの輸入も活発化しています。

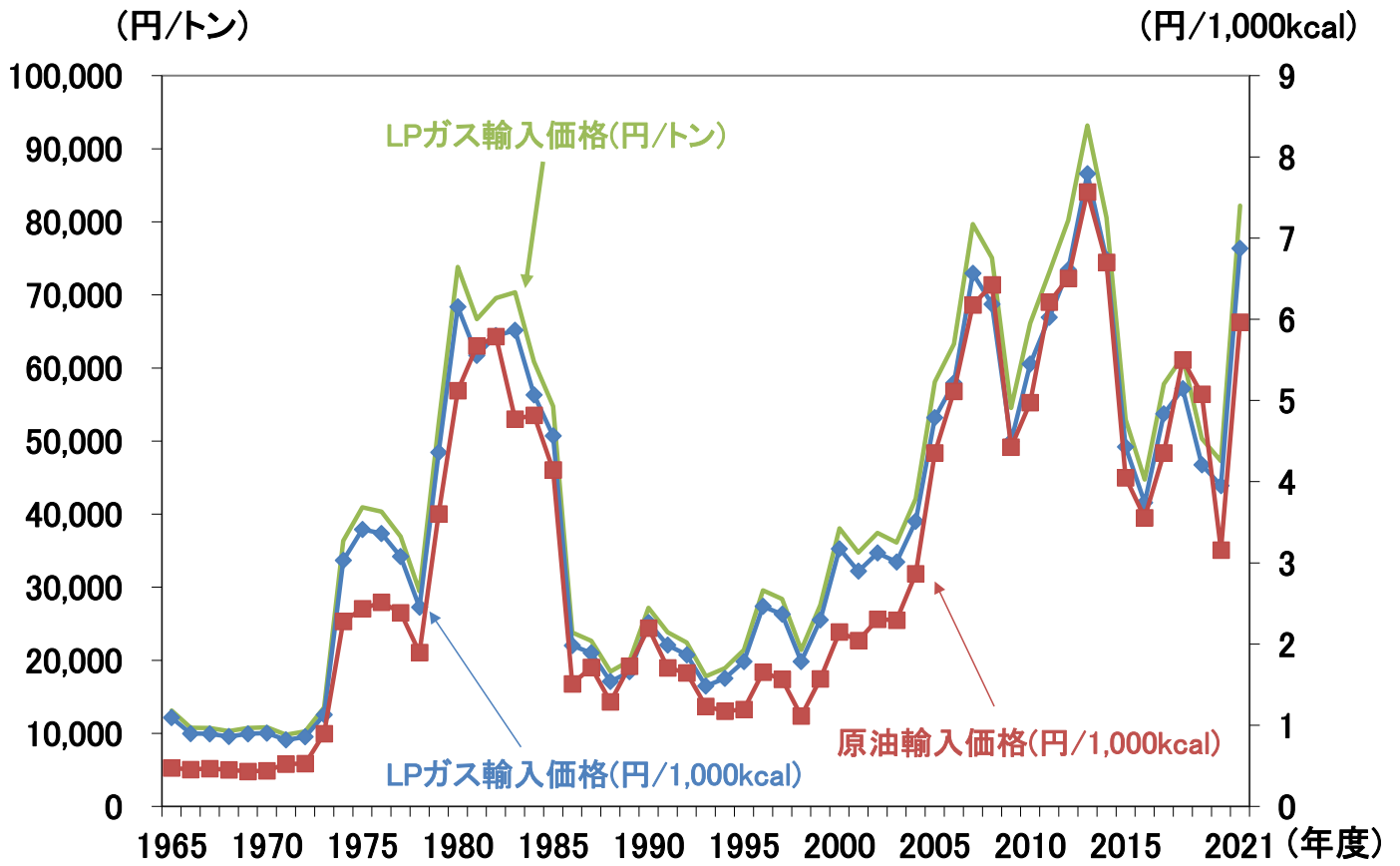
2010年度以降の原油価格高騰とともに、2013年度のLPガス輸入(CIF)価格(年度平均)は過去最高の93,177円/トンとなりました。その後、国際原油価格の下落や相対的に低価格である米国とカナダ産のLPガス輸入シェアの拡大により、LPガス輸入価格が低下し、2020年度には47,273円/トンとなりました。2021年度は国際原油価格の高騰により82,209円/トンに上昇し、2014年以来の8万円台を記録しました(第213-1-18)。

また、日本の総輸入金額に占めるLPガスの輸入金額の割合を見ると、二度の石油危機を契機に1980年代には2%を上回る水準にまで上昇しました。その後は下落し、1980年代後半からは約1%の水準で推移していましたが、2016年度にはLPガス輸入価格の低下と輸入量の減少に伴い、1971年度以来の低水準となる0.7%まで低下しました。以降も1%を下回る水準が続き、2021年度は0.9%となりました(第213-1-19)。

¹⁶ サウジアラムコ社の通告価格とはコントラクトプライス(CP)と呼ばれ、サウジアラムコ社が、原油価格やマーケット情報を参考にしながら総合的に判断し、決定します。日本を含めた極東地域に輸入されるLPガスについては、サウジアラビア以外の産ガス国も多くがこのCPにリンクしています。

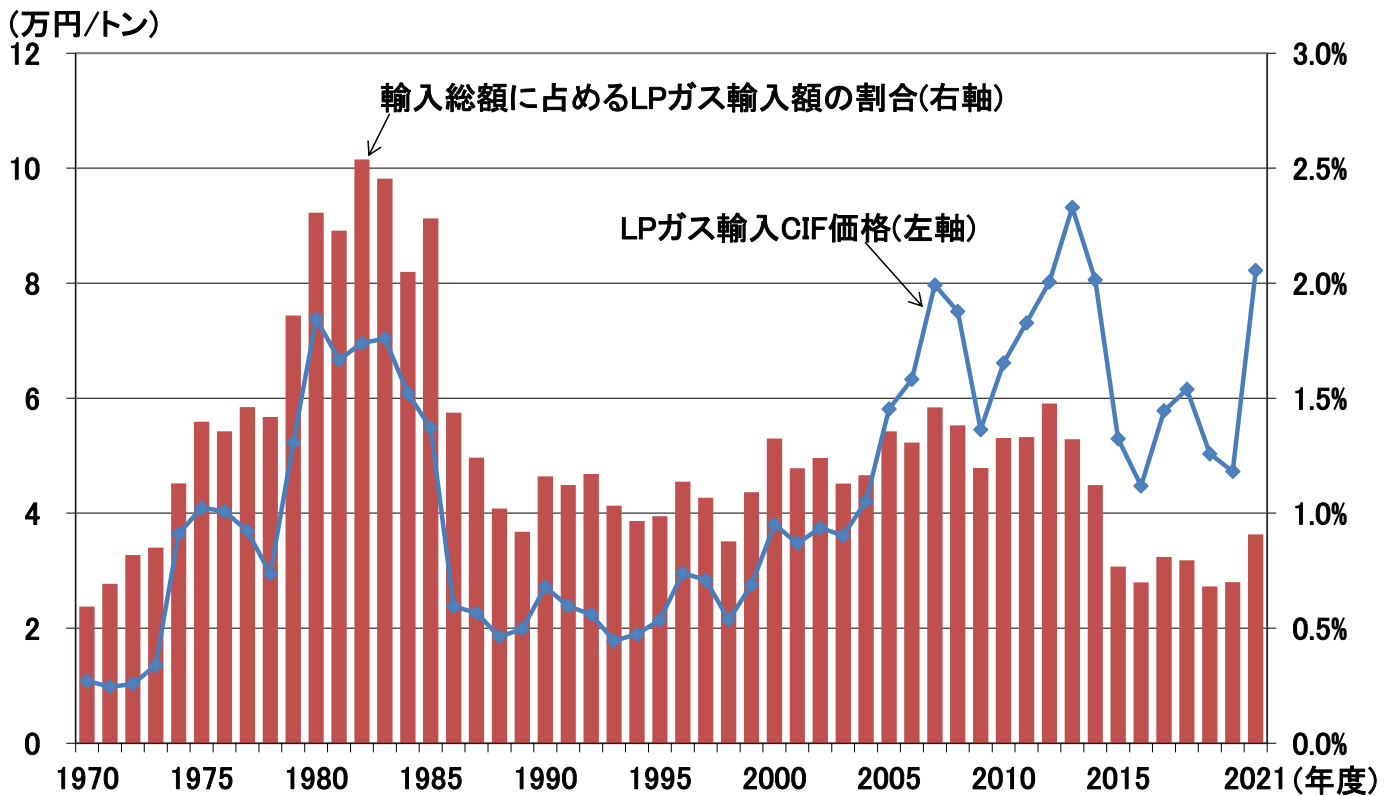
¹⁷ 米国テキサス州Mont Bellevueにあるプロパンガス基地における取引価格はMB(Mont Bellevue)と呼ばれています。Mont Bellevueでの取引価格は世界の3大取引価格の一つになっています。

【第213-1-18】LPガス輸入CIF価格の推移



出典:財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-19】LPガスの輸入価格とLPガス輸入額が輸入全体に占める割合



出典:財務省「日本貿易統計」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

(3)石炭

①供給の動向

2021年度、日本は石炭の国内供給のほぼ全量(99.6%)を海外からの輸入に依存しました。国内の石炭生産量は、1960年代には石油への転換の影響、1980年代以降には、割安な輸入炭の影響を受けて減少を続けました。1990年度から国内原料炭¹⁸の生産がなくなり、国内一般炭¹⁹の生産量は減少で推移しました。2000年代以降、国内一般炭の生産量は、年間120～130万トンで推移しましたが、2018年に100万トンを割り込み、2021年度は66万トンまで減少しました。一方で、海外炭の輸入量は1970年度に国内炭の生産量を上回り、1988年度には1億トンを超え、その後も一般炭を中心に増加し、近年では1.7億トンから1.9億トンの水準となっています(第213-1-20)。

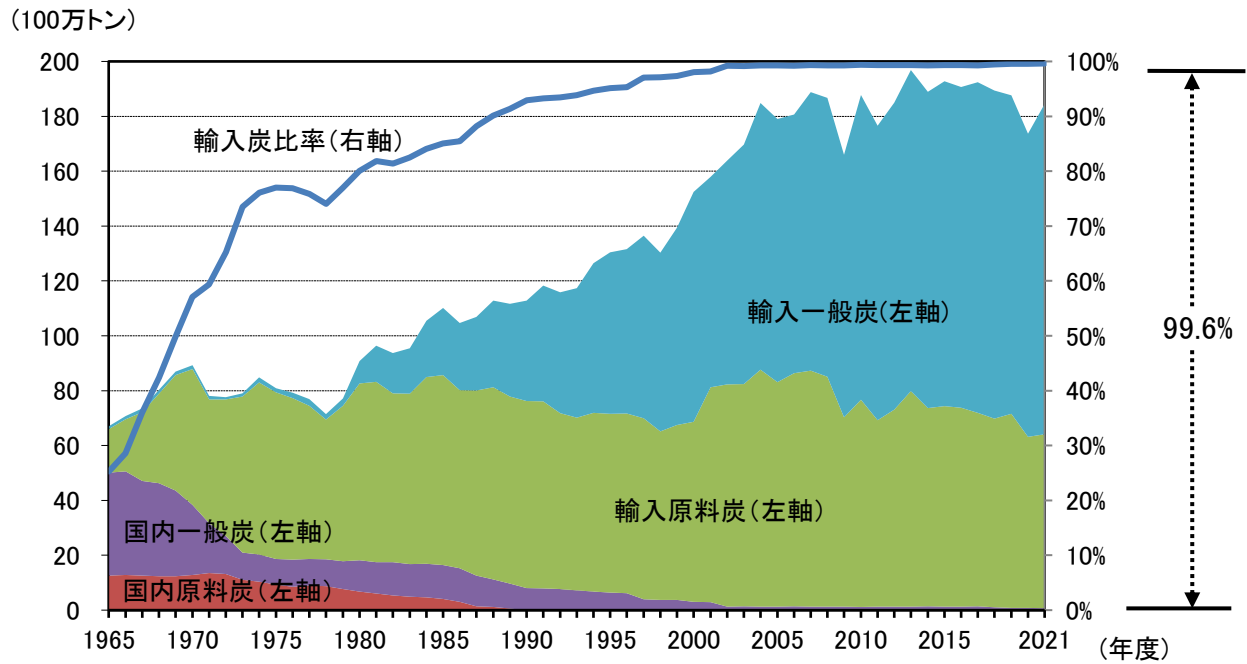
2021年度は輸入一般炭が1億1,421万トン、輸入原料炭が6,338万トンとなり、無煙炭²⁰をあわせた石炭輸入量合計は1億8,382万トンとなりました。同年度の一般炭の輸入先は、豪州が72.3%を占めており、次いでロシア(11.2%)、インドネシア(9.5%)、米国(3.6%)、カナダ(2.7%)からの輸入がこれに続きました。原料炭の輸入先は、豪州が54.5%を占めており、次いでインドネシア(18.3%)、米国9.1%、カナダ(8.0%)、ロシア(7.2%)からの輸入がこれに続きました(第213-1-21)。

¹⁸ 原料炭は、主に高炉製鉄用コークス製造のための原料として用いられています。

¹⁹ 一般炭は、主に発電所用及び産業用のボイラ燃料として用いられています。

²⁰ 無煙炭は、石炭の中でも最も石炭化が進んだ石炭で、燃焼の際にほとんど煙を出さず、また、火力が強いという特徴があります。

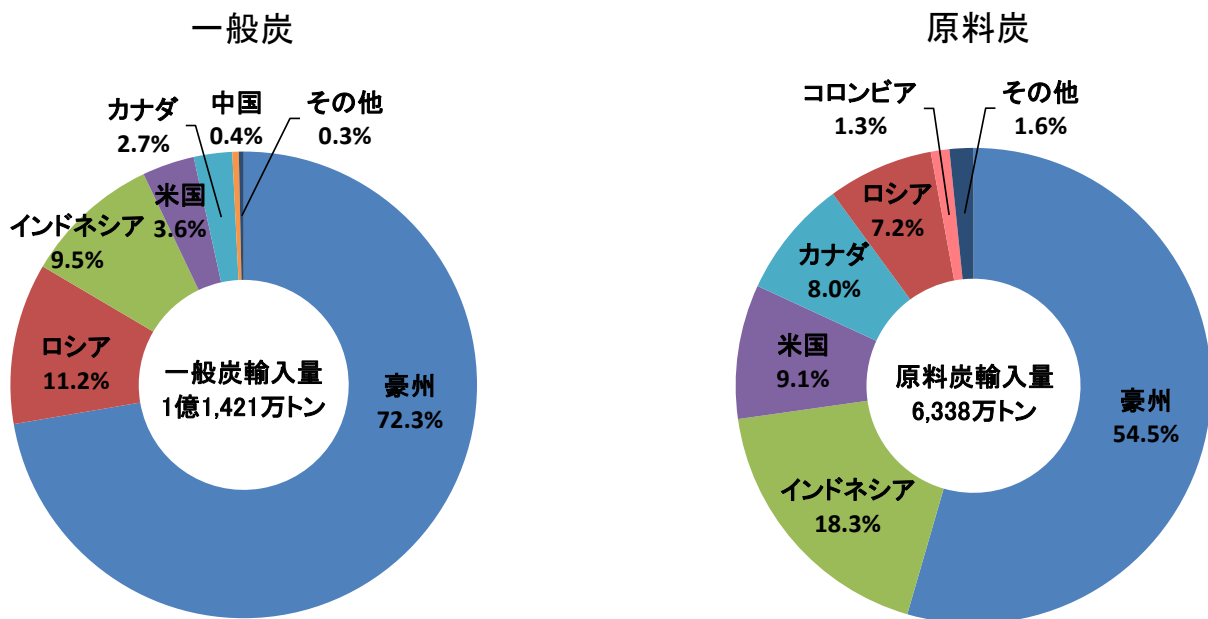
【第213-1-20】国内炭・輸入炭供給量の推移



(注)国内一般炭には国内無煙炭、輸入一般炭には輸入無煙炭をそれぞれ含む。

資料:2000年度までは経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、2001年度より財務省「日本貿易統計」、石炭フロンティア機構「コールデータバンク」を基に作成

【第213-1-21】石炭の輸入先(2021年度)



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

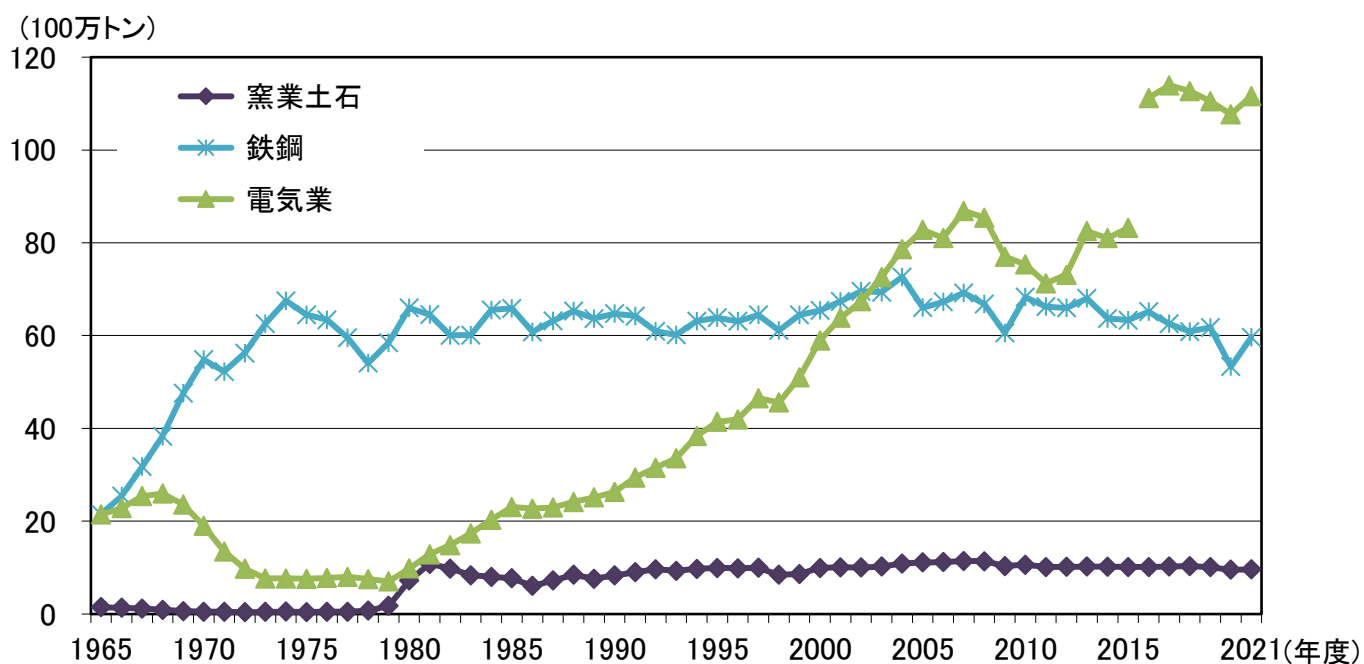
②消費の動向

日本の2021年度の石炭消費を用途別に見ると、電気業が1億1,161万トンと最も多く²¹、次いで鉄鋼業が5,959万トンとなっています。

電気業における石炭消費量は、1960年代後半は2,000万トンを上回っていましたが、石炭火力発電の他電源への転換が進んだことから1979年度には701万トンにまで低下しました。しかし、第二次石油危機以降は、石油代替政策の一環としての石炭火力発電所の新設及び増設に伴って石炭消費量は増加に転じ、2008年度には約8,700万トンに達しました。2003年度からは電気業が最大の石炭消費部門となっています。2009年度以降は、世界的な不景気や、「みなし措置」²²満了で以前から卸電気事業にかかわる許可を受けていた共同火力が電気事業者から外れたこと、さらに2011年度は東日本大震災で一部の石炭火力発電所が被災したことから、発電用石炭消費は減少しました。2012年度以降は、被災した石炭火力発電所の復旧や発電設備の新設等により石炭消費量が増加しました。2016年度から調査対象事業者が変更となっていることに注意が必要ですが、近年は1.1億トン前後で推移しており、2021年度は1億1,161万トンと前年比3.7%増となりました。

鉄鋼業における石炭消費量は、1960年代後半から1970年代前半にかけて、経済成長に伴い2,000万トン台から1974年の6,800万トンまで増加しました。その後、1970年代後半は減少が続きましたが、1980年代以降は6,000万～7,000万トン前後で推移しています。近年では、新型コロナウイルス感染症の影響を受けた2020年度は5,300万トン台まで減少しましたが、2021年度は5,959万トンと前年度比11.8%増となりました(第213-1-22)。

【第213-1-22】石炭の用途別消費量の推移



(注) 2016年度以降の電気業は、小売業参入の全面自由化に伴う電気事業類型の見直しにより、調査対象事業者が変更されている。

資料:2000年度までは経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、2001年度以降同「石油等消費動態統計年報」、「電力調査統計年報」を基に作成

²¹ ただし、小売業参入の全面自由化に伴う電気事業類型の見直しにより、2016年度以降は電気業以外の消費量との重複を一部含みます。

²² 1995年の「電気事業法(昭和39年法第170号)改正を受けて、共同火力及び公営電気事業は、卸電気事業から卸供給へ移行することとなりましたが、経過措置により2010年3月までは「みなし卸電気事業者」として位置付けられていました。

③石炭価格の動向

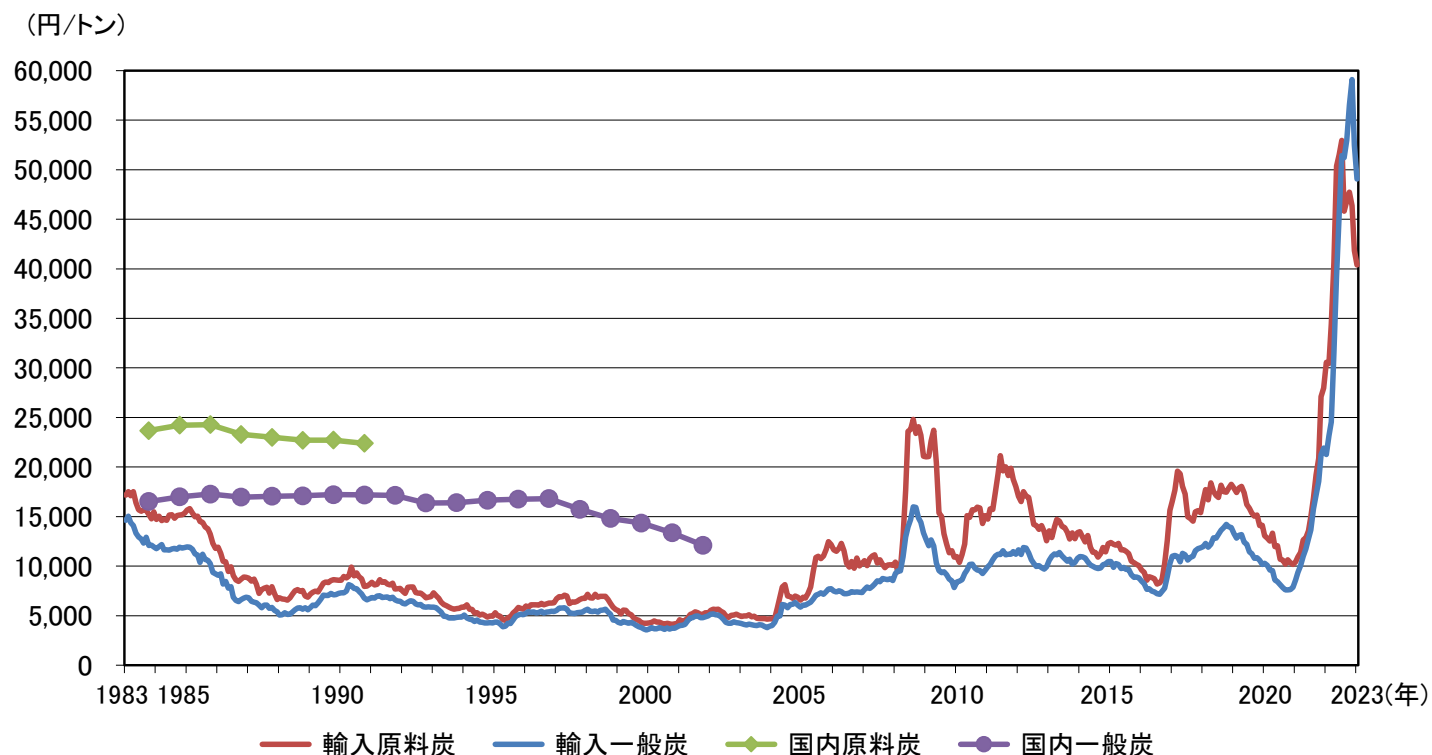
日本の輸入石炭価格(CIF価格)は、1990年代から2000年代半ばにかけて、原料炭が4,000～10,000円/トンの価格帯で、一般炭は3,500～8,000円/トンの価格帯で推移してきました。2000年代半ば以降は原油価格の上昇を受けて、石炭の採炭コスト・輸送コストも上昇し、さらには世界的な石炭需要の増大も重なって石炭価格が急騰しましたが、2009年に世界的な金融危機によって急落しました。中国等の需要増加により、2011年まで石炭価格が再び上昇しましたが、その後、欧米における脱石炭化の進展、中国の需要低迷等が原因で、2016年夏まで石炭価格は低下傾向が続きました。2016年夏以降、中国における需給のひっ迫等により、石炭価格は原料炭、一般炭ともに急騰しました。

原料炭の輸入価格は2017年3月には5年ぶりに20,000円/トン付近まで上昇し、その後は2019年5月まで17,000～18,000円/トン台で推移しました。しかし、生産、輸出が順調である中、需要の伸びが鈍化したことを受け下落し始め、そこに新型コロナウイルス感染症による経済活動の低迷が加わり、2020年7月以降は10,000円/トン台で推移しました。その後、鉄鋼需要の回復や中国での需給ひっ迫から2021年12月には28,000円/トンまで上昇しました。そうした中、2022年2月にロシアによるウクライナ侵略が発生し、4月のEUと日本によるロシア炭の輸入禁止表明等もあり、5月には50,000円/トンまで上昇し、7月まで50,000円/トンを上回って推移しましたが、輸入需要が停滞する中で供給が追い付き、7月をピークに下落基調となり、2023年1月には40,000円/トン台まで下落しました。

一般炭の輸入価格は、2018年10月には14,000円/トン超まで上昇しましたが、以後は下落が続き、2020年8月以降は7,000円/トン台で推移しました。2021年に入り、一般炭も原料炭と同様にアジアでの需要の回復から上昇基調となり、2021年12月には22,000円/トン超まで上昇しました。その後、2022年は2月のロシアによるウクライナ侵略、4月のEUと日本のロシア炭輸入禁止表明、豪州での天候不順により価格が急騰し、7月に50,000円/トンを上回り、11月には59,000円/トン台まで上昇しましたが、2023年1月には49,000円/トン台まで下落しました(第213-1-23)。

また、日本の総輸入金額に占める石炭の輸入金額の割合は、1970年度に7%を超えていましたが、1980年代後半からは3%を下回る水準で推移してきました。2008年度には価格上昇のため4%を上回りましたが、その後は再び3%前後で推移し、2021年度は3.7%となりました(第213-1-24)。

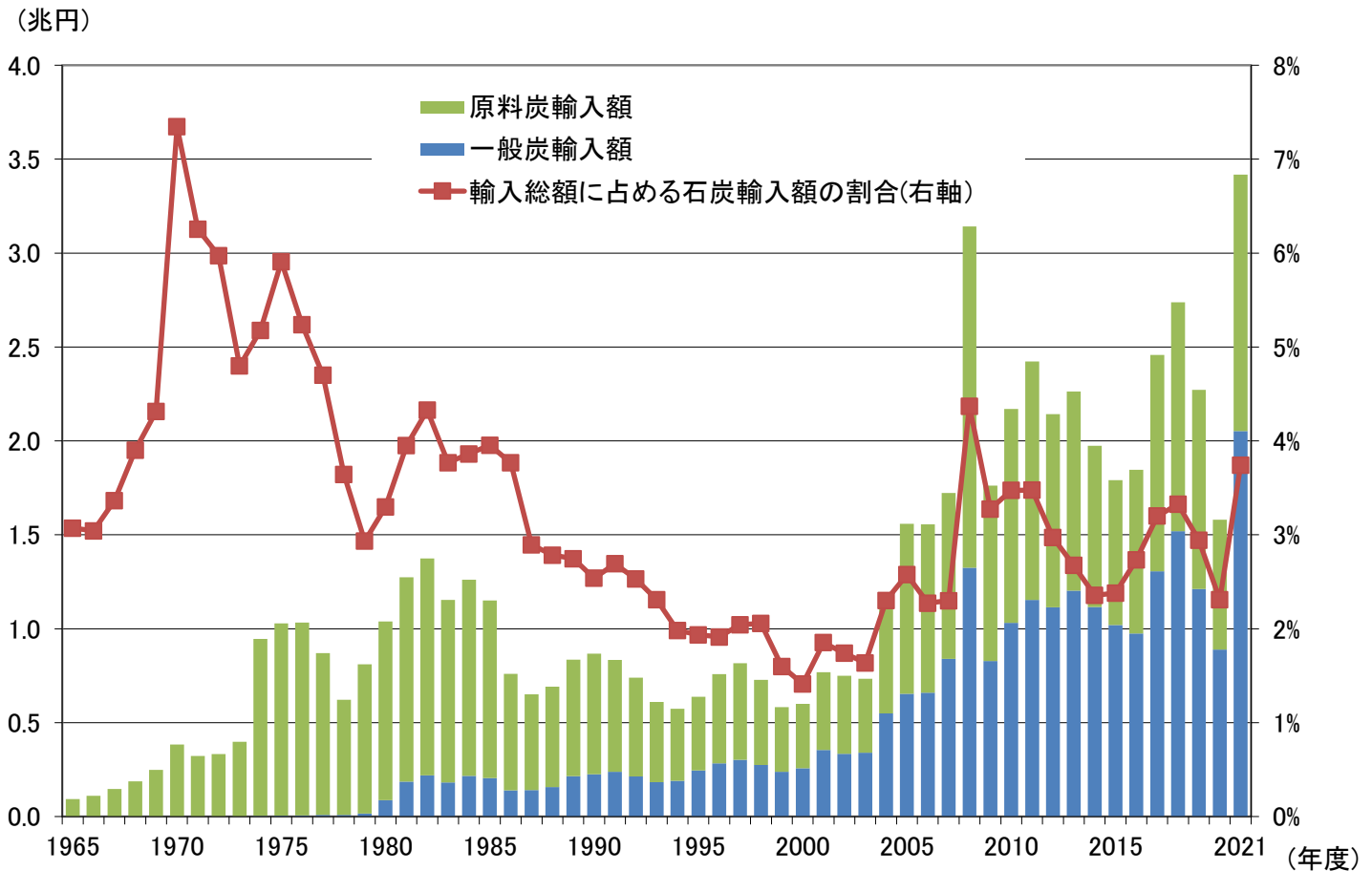
【第213-1-23】国内炭価格・輸入炭価格(CIF)の推移



(注)輸入炭は月次平均データ、国内原料炭、国内一般炭は年度価格。国内原料炭は1990年度で生産が終了。国内一般炭の価格は、2002年度以降公表されていない。

資料:輸入炭については財務省「日本貿易統計」、国内炭については資源エネルギー庁「コール・ノート2003年版」を基に作成

【第213-1-24】石炭の輸入額と石炭輸入額が輸入全体に占める割合



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

2.非化石エネルギーの動向

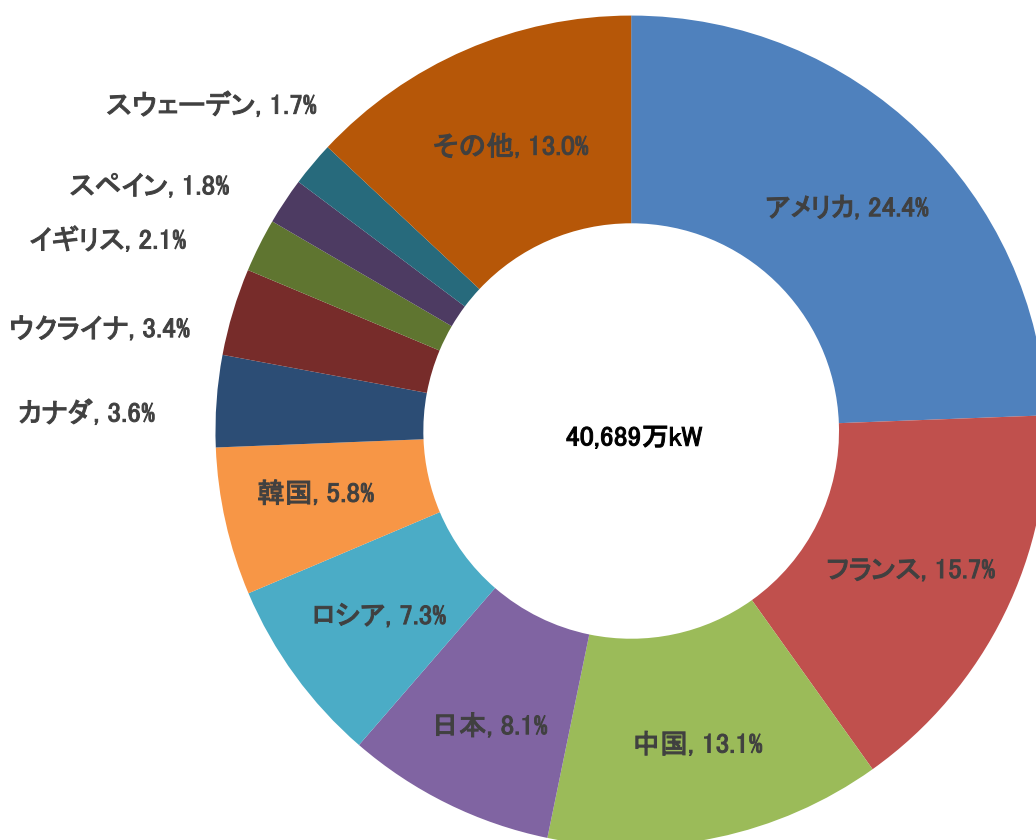
(1)原子力

①原子力発電の現状

原子力は、エネルギー資源に乏しい日本にとって、技術で獲得できる事実上の国産エネルギーとして、1954年5月の内閣諮問機関「原子力利用準備調査会」発足以降、電気事業者による原子力発電所の建設が相次いで行われました。2011年2月末時点で、日本国内では54基の商業用原子力発電所が運転されていました。しかし、2011年3月に発生した東日本大震災による東京電力福島第一原子力発電所事故後の同発電所1～6号機の廃止に伴い、原子力発電所数は48基となりました。2015年4月には、民間事業者が適切かつ円滑な廃炉判断を行うことができるよう、政府として財務・会計上の措置を講じたことを踏まえ、運転開始後40年以上が経過した高経年炉7基のうち、日本原子力発電敦賀発電所1号機、関西電力美浜発電所1、2号機、中国電力島根原子力発電所1号機、九州電力玄海原子力発電所1号機について、さらに2016年5月には四国電力伊方発電所1号機について、各事業者が廃炉の判断を行い、運転を終了しました。また、2018年3月には関西電力大飯発電所1、2号機が、5月には四国電力伊方発電所2号機が、12月には東北電力女川原子力発電所1号機が運転を終了しました。さらに、2019年4月には九州電力玄海原子力発電所2号機が、9月には東京電力福島第二原子力発電所1～4号機が運転を終了しました。

日本は、米国、フランス、中国に次ぎ、世界で4番目の設備能力を有しており(2022年1月現在の原子力発電設備容量)、ロシア、韓国、カナダがこれに続いています(第213-2-1)。

【第213-2-1】世界の原子力発電設備容量(2022年1月現在)

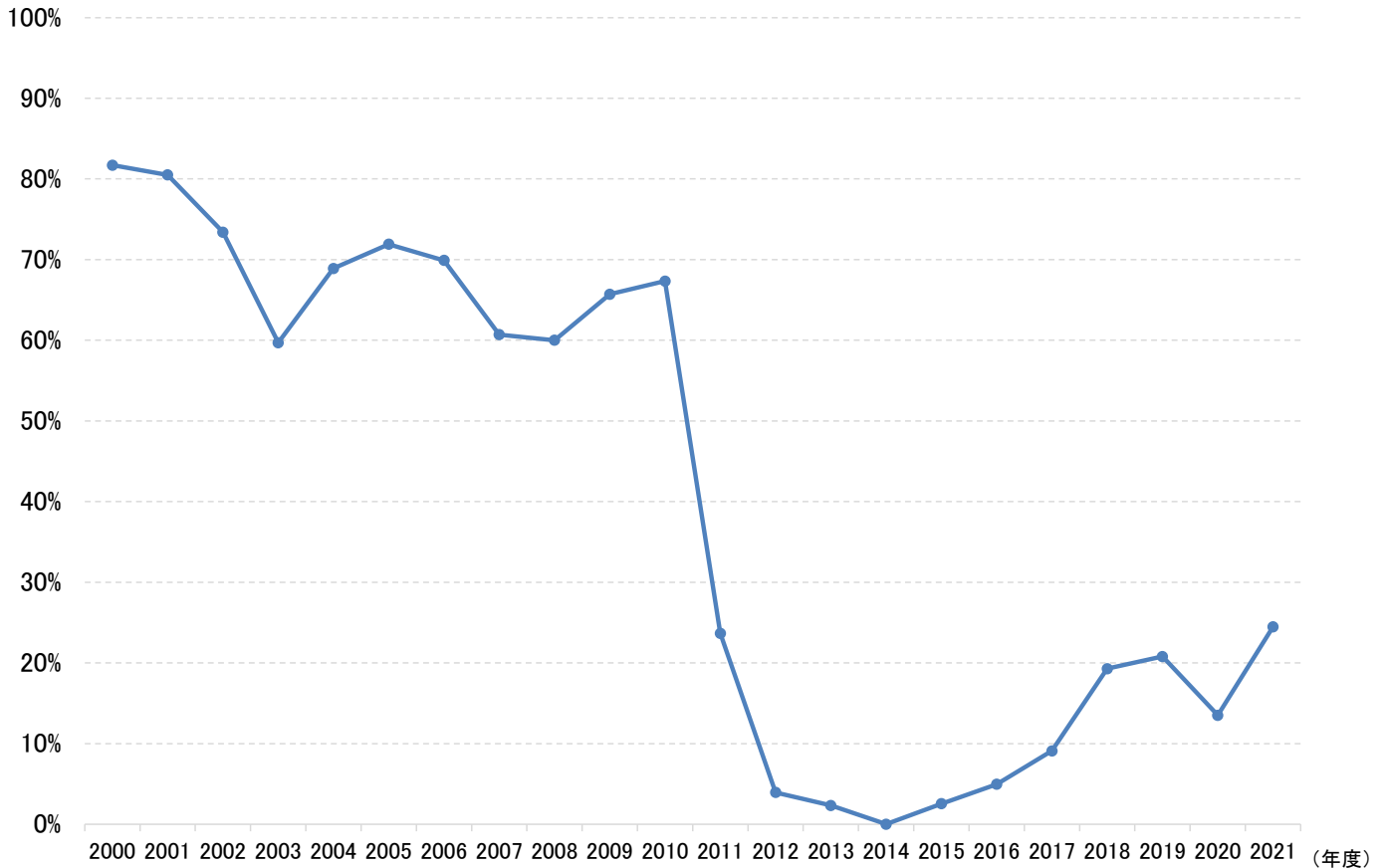


資料: 日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2022年版」を基に作成

日本の発電電力量に占める原子力発電のシェアは、2010年度に25.1%でしたが、2011年度に9.3%、2012年度に1.5%、2013年度に0.9%となり、2014年度は原子力発電所の稼働基数がゼロになったことに伴い0%となりました。その後は再稼働が進んだため、2021年度に6.9%となりました(第214-1-6参照)。

また、原子力発電所の設備利用率(東京電力福島第一原子力発電所の事故後に運転を停止し、その後再稼働に至らず停止中の発電所も含め、運転を終了した炉を除く全ての発電所を基に計算)は2010年度時点で67.3%でしたが、2013年度に2.3%、2014年度に0%まで低下した後、再稼働が進むに当たって回復しており、2015年度に2.6%、2016年度に5.0%、2017年度に9.1%、2018年度に19.3%、2019年度に20.8%、2020年度に13.5%、2021年度に24.5%となりました(第213-2-2)。

【第213-2-2】日本の原子力発電設備利用率の推移



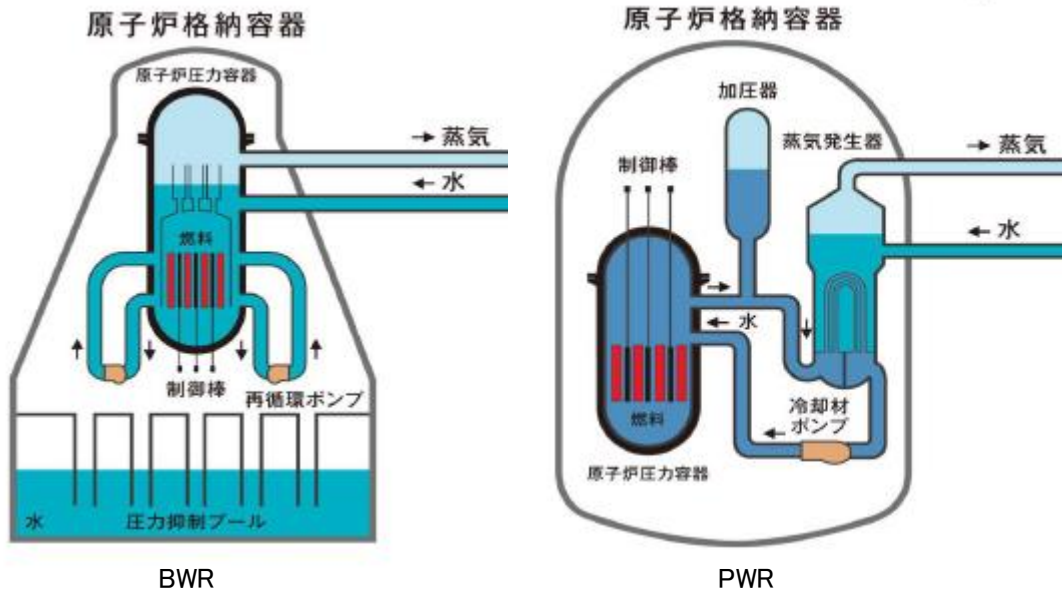
資料：原子力安全基盤機構「原子力施設運転管理年報」、原子力規制庁「実用発電用原子炉施設、研究開発段階発電用原子炉施設、加工施設、再処理施設、廃棄物埋設施設、廃棄物管理施設における放射性廃棄物の管理状況及び放射線業務従事者の線量管理状況について」、経済産業省「電力調査統計」、「総合エネルギー統計補足調査」を基に作成

日本で主として採用されている原子炉は、軽水炉と呼ばれるものであり、軽水²³を減速材・冷却材²⁴に兼用し、燃料には低濃縮ウランを用います。軽水炉は、世界の原子力発電の中心となっており、沸騰水型(BWR)と加圧水型(PWR)の2種類に分類されます。このうち、BWRは原子炉の中で蒸気を発生させ、それにより直接タービンを回す方式であり、PWRは原子炉で発生した高温高压の水を蒸気発生器に送り、そこで蒸気を作ってタービンを回す方式です(第213-2-3)。

²³ 軽水とは普通の水のことを指し、軽水炉の減速材、冷却材等に用いられます。これに対し、重水素(水素原子に中性子が加わったもの)に酸素が結合したものが重水であり、重水炉に用いられます。

²⁴ 核分裂によって新しく発生する中性子は非常に高速であり、これを高速中性子と呼びます。このままでも核分裂を引き起こすことは可能ですが、この速度を遅くすると次の核分裂を引き起こしやすくなります。この速度の遅い中性子を熱中性子と呼び、高速中性子を減速し熱中性子にするものを減速材と呼びます。軽水炉では、熱中性子で核分裂連鎖反応を維持するために減速能力の高い軽水(水)を減速材として用います。また、核分裂によって発生した熱を炉心から外部に取り出すものを冷却材と呼びます。軽水炉では水を冷却材として用いるので、冷却材が減速材を兼ねています。

【第213-2-3】BWRとPWR



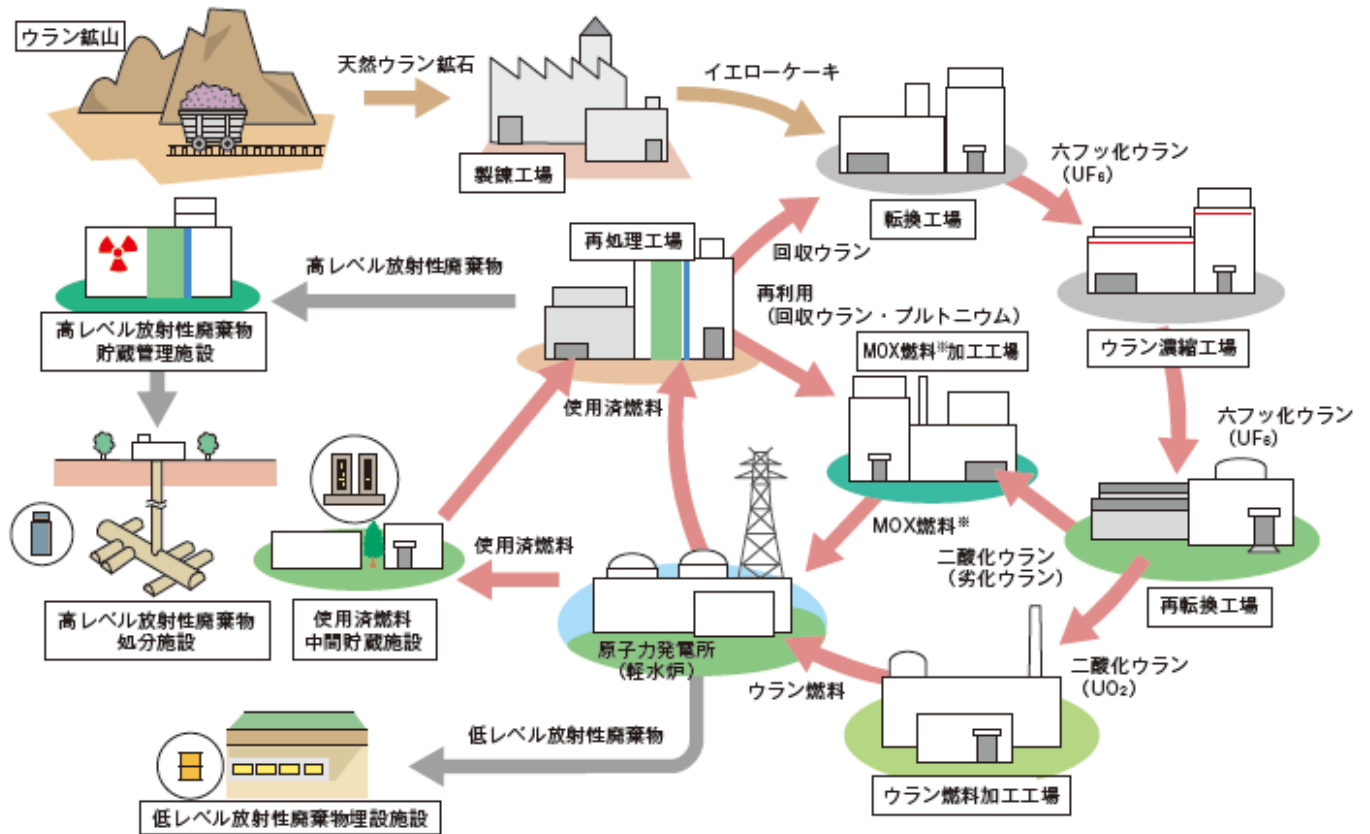
資料: 日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」を基に作成

②核燃料サイクル

核燃料サイクルは、原子力発電所から出る使用済燃料を再処理し、未使用のウランや新たに生まれたプルトニウム等の有用資源を回収して、再び燃料として利用するものです。具体的には、再処理工場で回収されたプルトニウムを既存の原子力発電所(軽水炉)で利用するプルサーマルが挙げられ、回収されたプルトニウムをウランと混ぜて加工される混合酸化物燃料(MOX燃料)が、プルサーマルに使用されています。

日本は、資源の有効利用、高レベル放射性廃棄物の減容化・有害度低減等の観点から、使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム等を有効利用する核燃料サイクルの推進を基本的方針としています(第213-2-4)。

【第213-2-4】核燃料サイクル



※MOX (Mixed Oxide) 燃料：プルトニウムとウランの混合燃料

資料：日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」

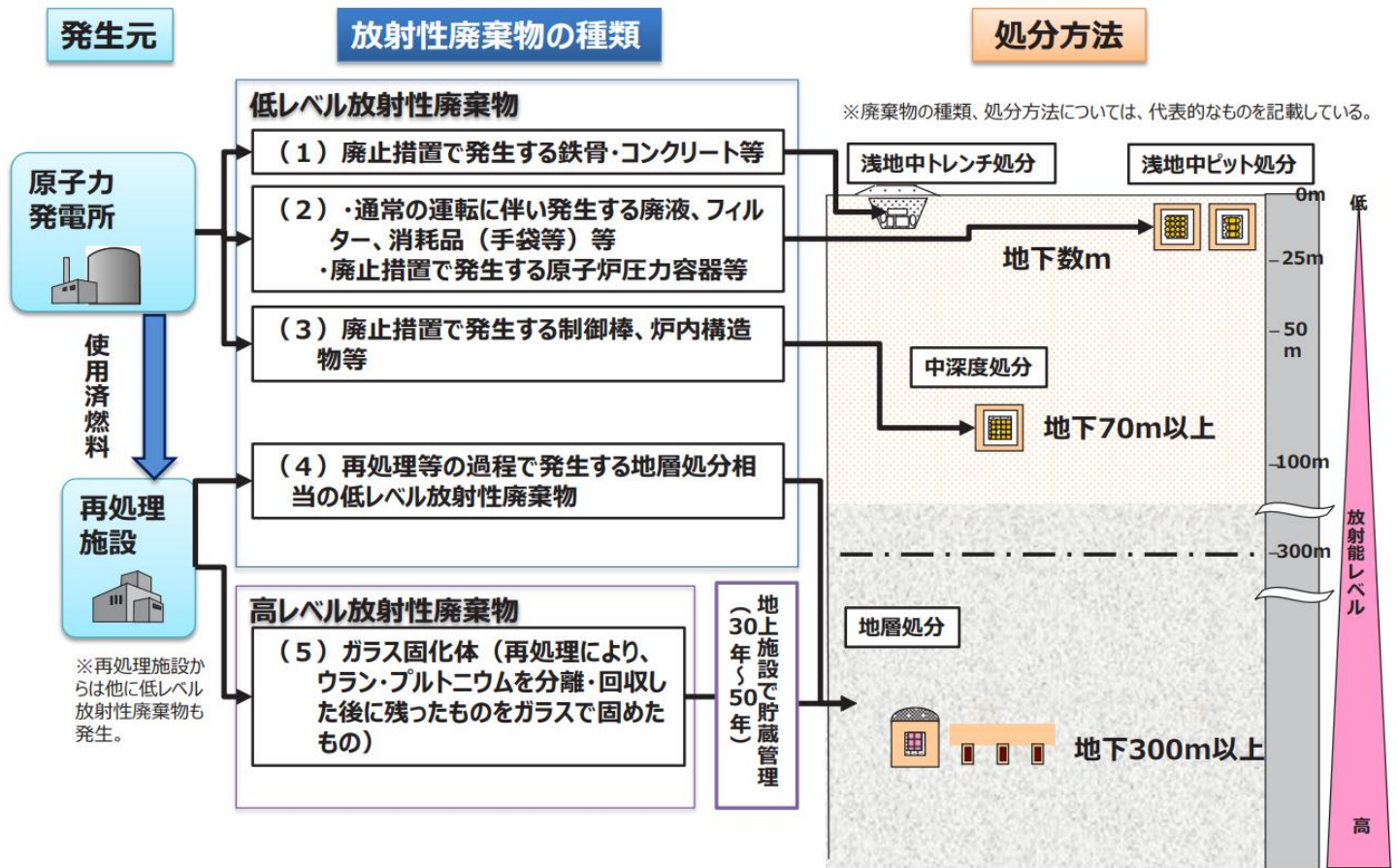
(ア) 使用済燃料問題の解決に向けた取組

日本では、原子力利用に伴い確実に発生する使用済燃料について、将来世代に負担を先送りしないように対策を総合的に推進しており、高レベル放射性廃棄物についても、国が前面に立ち、最終処分に向けた取組を進めています。また、使用済燃料については、再処理工場への搬出を前提とし、その搬出までの間、各原子力発電所等において、安全を確保しながら計画的に貯蔵するための対策を進めており、引き続き、発電所の敷地内外を問わず、中間貯蔵施設や乾式貯蔵施設等の建設・活用を進めることにより、使用済燃料の貯蔵能力の拡大に向けた取組を進めています。あわせて、将来の幅広い選択肢を確保するため、放射性廃棄物の減容化・有害度低減等の技術開発を進めています。

(i) 放射性廃棄物の処分

原子力発電所で発生した低レベル放射性廃棄物の処分については、発生者責任に基づき、原子力事業者等が処分に向けた取組を進めることとしています。放射能レベルに応じて、処分する深さや放射性物質の漏出を抑制するためのバリアの違いにより、人工構造物を設けない浅地中埋設処分(浅地中(トレンチ)処分)、コンクリートピットを設けた浅地中への処分(浅地中(ピット)処分)、一般的な地下利用に対して十分余裕を持った深度(地下70m以上)への処分(中深度処分)、地下300m以上深い地層中への処分(地層処分)のいずれかの方法により処分することとしています(第213-2-5)。

【第213-2-5】放射性廃棄物の種類と概要



資料：資源エネルギー庁

2021年3月末時点の各原子力施設の運転及び解体により発生する低レベル放射性廃棄物の保管量は、全国の原子力施設（原子炉施設、加工施設、再処理施設、廃棄物埋設・管理施設、核燃料物質使用施設）において、容量200Lドラム缶に換算して約118万本分の貯蔵となりました。また、使用済燃料プール、サイトバンカ、タンク等には、使用済制御棒、チャンネルボックス、使用済樹脂、シュラウド取替により発生した放射性廃棄物の一部等が保管されています。日本原燃は、青森県六ヶ所村において1992年12月に低レベル放射性廃棄物埋設施設の操業を開始し、2022年3月末時点で、約34万本のドラム缶を埋設処分しています。加えて、日本原子力研究所（現日本原子力研究開発機構）動力試験炉（JPDR）の解体に伴い発生したものについては、茨城県東海村の同機構敷地内の廃棄物埋設実地試験施設において、約1,670トンの浅地中トレンチ処分が行われています。

一方、発電によって発生した使用済燃料は、高レベル放射性廃棄物としてガラス固化され、冷却のため30年～50年間程度貯蔵した後、地下300m以上深い地層に処分されます。国内では日本原子力研究開発機構核燃料サイクル工学研究所の再処理施設において、国外ではフランス、英国の再処理施設において再処理が行われてきました。使用済燃料の再処理に伴って発生する高レベル放射性廃棄物は、ガラス固化体として、2022年3月末時点で、国内で処理されたもの、海外から返還されたものをあわせて2,505本が国内（青森県六ヶ所村、茨城県東海村）で貯蔵されています。また、同月末までの原子力発電の運転により生じた使用済燃料を、すべて再処理しガラス固化体にした本数に換算すると、約26,000本相当が発生しています。

この高レベル放射性廃棄物及び一部のTRU廃棄物については、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律（平成12年法律第117号）」（以下「最終処分法」という。）に基づき、地層処分を行うべく、原子力発電環境整備機構（NUMO）が、2002年から文献調査の受入れ自治体の公募を開始しました。経済産業省は、2015年5月、最終処分法に基づく基本方針を改定（閣議決定）し、科学的に適性が高いと考えられる地域を国から提示する等、国が前面に立って取組を進め、2017年7月の最終処分関係閣僚会議を経て、火山や断層等といった、処分地選定で考慮すべき科学的特性を全国地図の形で示した「科学的特性マップ」を公表しました。科学的特性マップ公表後は、地層処分という処分方法の仕組みや日本の地下環境等に関する国民の皆さまの理解を深めていただくため、マップを活用した全国各地での説明会を実施する等、全国的な対話活動に取り組んでいます。また、2019年に取りまとめた「複数地域での文献調査に向けた当面の取組方針」に沿って対話活動を進め

ていく中で、地層処分事業をより深く知りたいと考える経済団体、大学・教育関係者、NPO等、関心のあるグループが、2022年12月末時点において全国で約160団体に増えており、勉強会や情報発信等の多様な取組が活発に行われてきています。

その中で2020年10月、立地選定の第1段階である文献調査に応募した北海道寿都町及び国からの文献調査申入れを受託した北海道神恵内村の2町村において、同年11月17日より文献調査を開始し、2021年4月に両町村で「対話の場」を立ち上げました。引き続き、この事業に関心を持つ全国のできるだけ多くの地域で、文献調査を通じて、対話の場等も活用しながら、調査の進捗状況の説明や地域の将来ビジョンについての議論等を、積極的・継続的に積み重ねていきます。

(ii)使用済燃料の中間貯蔵

使用済燃料の中間貯蔵とは、使用済燃料が再処理されるまでの間、一時的に貯蔵・管理することをいいます。

日本では青森県むつ市において、使用済燃料を貯蔵・管理する法人であるリサイクル燃料貯蔵の中間貯蔵施設1棟目について、2010年8月に貯蔵建屋の建設工事が着工され、2013年8月に完成しました。

2014年1月、リサイクル燃料貯蔵は、新規規制基準(2013年12月施行)への適合性審査を原子力規制委員会に申請し、2020年11月に許可されました。安全審査の進捗を踏まえ、追加工事の工程見直しが行われ、事業開始時期は2023年度になっています。

(iii)放射性廃棄物の減容化・有害度低減に向けた取組

原子力利用に伴い発生する放射性廃棄物の問題は、世界共通の課題であり、将来世代に負担を先送りしないよう、その対策を着実に進めることが不可欠です。

高速炉は、マイナーアクチノイド等の長寿命核種を燃焼させることができるなど、放射性廃棄物の減容化・有害度の低減を可能とする有用な技術であり、フランス、米国、ロシアや中国等の諸外国においても、その開発が進められています。

このような国際動向のもと、フランス及び米国と、二国間の国際協力を実施しています。フランスとは、2014年5月に安倍総理が訪仏した際に、日本側の経済産業省と文部科学省、フランス側の原子力・代替エネルギー庁(CEA)が、フランスのナトリウム冷却高速炉の実証炉開発計画である第4世代ナトリウム冷却高速炉実証炉(ASTRID)計画及びナトリウム冷却炉の開発に関する一般取決めに署名し、日仏間の研究開発協力を開始しました。その後、2019年6月に、2020年から2024年までの研究開発協力の枠組みについて定めた新たな取決めに締結(日本:経済産業省、文部科学省、フランス:原子力・代替エネルギー庁)し、2020年1月から、本取決めの下で、シミュレーションや実験に基づく協力を実施しています。米国とは、米国が建設を検討するVTR(多目的試験炉)計画への研究協力に関する覚書に2019年6月に署名し、安全に関する研究開発等を開始しました。また、多国間協力としては、高い安全性を実現することを狙いとして、国際的な枠組み(第4世代原子力システムに関する国際フォーラム(GIF))において、ナトリウム冷却高速炉に関する安全設計の基準の構築を進めると同時に、その基準を国際的な標準とするべく専門家間での議論を実施しています。

(イ)核燃料サイクルの工程(プルサーマルの場合)

原子力発電の燃料となるウランは、最初、ウラン鉱石の形で鉱山から採掘されます。ウランは、様々な工程(製錬→転換→濃縮→再転換→成型加工)を経て燃料集合体に加工された後、原子炉に装荷され発電を行います。発電後には、使用済燃料を再処理することにより、有用資源であるプルトニウム等を回収します。

(i)製錬

ウラン鉱山からウラン鉱石を採掘して、ウラン鉱石を化学処理してウラン(イエローケーキ、 U_3O_8)を取り出す工程です。日本では、ウラン鉱石をカナダ、豪州、カザフスタン等から調達してきました。現在、国内ではこの工程は行われていません。

(ii)転換

イエローケーキを次の濃縮工程のためにガス状(UF_6)にする工程であり、日本ではこの工程を海外にある転換会社に委託してきました。

(iii)濃縮

ウラン濃縮とは、核分裂性物質であるウラン235の濃縮度を、天然の状態の約0.7%から軽水炉による原子力発電に適した3%~5%に高めることを意味し、日本では、日本原燃が青森県六ヶ所村のウラン濃縮施設において遠心分離法という濃縮技術を採用しました。

日本原燃は、1992年3月から年間150トンSWU²⁵の規模で操業を開始し、1998年末には年間1,050トンSWU規模に到達しました。その後、遠心分離機を順次新型に置き換えるため、2010年3月から導入初期分である年間75トンSWUの更新工事を行い、前半分は2012年3月に、後半分は2013年5月に、それぞれ年間37.5トンSWU規模で生産運転を開始しました。

2014年1月、日本原燃はウラン濃縮工場の新規制基準(2013年12月施行)への適合性審査を原子力規制委員会に申請し、2015年8月の認可によって暫定的に全工程の稼働が可能となった後、2017年5月に正式に審査が完了しました。既設遠心機の一部の生産機能停止によって、現在の施設規模は年間450トンSWUとなっていますが、今後、段階的に新型遠心分離機への更新工事等を行い、最終的には年間1,500トンSWU規模を達成する計画です。

(iv)再転換

成型加工工程のためにUF₆をパウダー状のUO₂にする工程であり、日本では、三菱原子燃料(茨城県東海村)のみが再転換事業を行っています。なお、それ以外の分については、海外の再転換工場に委託してきました。

(v)成型加工

UO₂粉末を焼き固めたペレットにした後、燃料集合体に加工する工程で、日本ではこの工程の大半を国内の成型加工工場で行ってきました。

(vi)再処理

使用済燃料の再処理とは、原子力発電所で発生した使用済燃料から、まだ燃料として使うことのできるウランと新たに生成されたプルトニウムを取り出すことをいいます。青森県六ヶ所村に建設中の日本原燃再処理事業所再処理施設(年間最大処理能力:800トン)では、2006年3月から実際の使用済燃料を用いた最終試験であるアクティブ試験を実施してきました。

使用済燃料からプルトニウム・ウランを抽出する工程等の試験は既に完了しており、高レベル放射性廃液をガラス固化する工程の確立に時間を要していましたが、2012年6月から試験を再開し、安定運転に向けた最終段階の試験を実施しました。最大処理能力での性能確認等を実施し、2013年5月に使用前事業者検査を除くすべての試験を終了しました。

その後、2014年1月に日本原燃は、六ヶ所再処理工場の新規制基準(2013年12月施行)への適合性審査を原子力規制委員会に申請し、2020年7月に許可されました。2024年度上期のできるだけ早期の竣工に向けて、最終的な安全機能や機器設備の性能を確認しています。

(vii)MOX燃料加工

MOX燃料加工は、再処理工場で回収されたプルトニウムをウランと混ぜて、プルサーマルに使用されるMOX燃料に加工することをいいます。日本では、日本原燃が青森県六ヶ所村においてMOX燃料工場の工事を2010年10月に着工しました。その後、東日本大震災の影響により一時中断していましたが、2012年4月から建設を再開しました。2014年1月、日本原燃はMOX燃料工場の新規制基準(2013年12月施行)への適合性審査を原子力規制委員会に申請し、2020年12月に許可されました。2024年度上期の竣工を目指し建設工事を進めています。

(viii)プルトニウムの適切な管理と利用

日本は、プルトニウム利用の透明性向上のため、1994年から毎年「我が国のプルトニウム管理状況」を公表しており、内閣府が取りまとめを行っています。また、1998年からはプルトニウム管理に関する指針に基づき、国際原子力機関(IAEA)を通じて、日本のプルトニウム保有量を公表しています。その上で、利用目的のないプルトニウムは持たないとの原則を引き続き堅持し、プルトニウム保有量の削減に取り組む方針としており、再処理によって回収されたプルトニウムを既存の原子力発電所(軽水炉)で利用するプルサーマルに取り組んでいます。

電気事業連合会は、2020年12月に、基本的なプルサーマル導入の方針を示すプルサーマル計画を公表し、地元理解を前提に、稼働する全ての原子炉を対象に一基でも多くプルサーマル導入を検討するとともに、当面の目標として、2030年度までに少なくとも12基でのプルサーマルの実施を目指す旨を表明しました。さらに電気事業連合会は、2021年2月に、より具体的なプルトニウムの利用見通しを示すプルトニウム利用計画も公表しました。

これらを踏まえ、再処理事業の実施主体である使用済燃料再処理機構が中期計画を策定、2021年3月に経済産業省が原子力委員会の意見も聴取した上で認可し、プルトニウムバランスの確保に向けた具体的な取組方針が示されました。その後、2022年2月に公表された日本原燃による六ヶ所再処理施設及びMOX燃料加工施設の暫定操業計画、電気事業者によるプ

²⁵ SWU(Separative Work Unit=分離作業量)は、ウランを濃縮する際に必要となる仕事量を表す単位です。例えば、濃度約0.7%の天然ウランから約3%に濃縮されたウランを1kg生成するためには、約4.3kgSWUの分離作業量が必要です。

プルトニウム利用計画を踏まえ、再処理機構は同年3月に、具体的な再処理量等を実施中期計画に記載し、経済産業大臣に対して変更の認可申請を行いました。原子力委員会の意見を踏まえ、同年3月に経済産業大臣は実施中期計画の変更を認可しました。

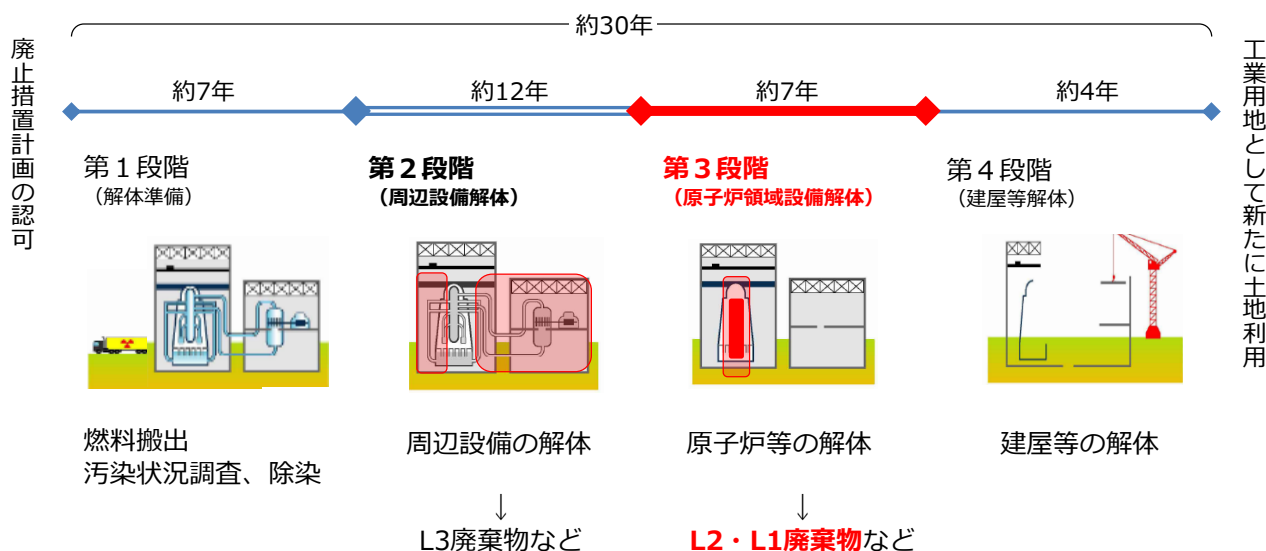
また、プルトニウム利用に関する日米の取組として、2014年3月、日本と米国は日本原子力研究開発機構の高速炉臨界実験装置から高濃縮ウラン(HEU)と分離プルトニウムを全量撤去し処分することで合意し、両国の声明により、「この取組は、数百キロの核物質の撤廃を含んでおり、世界規模で高濃縮ウラン及び分離プルトニウムの保有量を最小化するという共通の目標を推し進めるものであり、これはそのような核物質を権限のない者や犯罪者、テロリストらが入手することを防ぐのに役立つ」と説明しました。また、同月にオランダ・ハーグで開催された第3回核セキュリティ・サミットにおいて、安倍総理は「利用目的のないプルトニウムは持たない」との原則を引き続き堅持する旨を表明するとともに、プルトニウムの回収と利用のバランスを十分に考慮すること、プルトニウムの適切な管理を引き続き徹底することを表明しました。また、日米首脳間の共同声明では、日本原子力研究開発機構の高速炉臨界実験装置(FCA)からHEUとプルトニウムを全量撤去することを表明しました。2016年4月には、米国・ワシントンD.C.で開催された第4回核セキュリティ・サミットにおいて、安倍総理は、FCAからの燃料の撤去予定を大幅に前倒して完了したこと、さらに現在HEU燃料を利用している京都大学臨界集合体実験装置(KUCA)を低濃縮ウラン(LEU)燃料利用の原子炉に転換し、すべてのHEU燃料を米国に移送すること等を発表し、その後、2022年8月に完了しました。

③原子力施設の廃止措置

廃止が決定された原子力発電所の廃止措置は、事業者が作成し規制機関の認可を受けた廃止措置計画に基づき実施されます。廃止措置の主な手順としては、「原子炉の解体」を中心として4つのステップがあります(第213-2-6)。

使用済燃料の搬出のほか、放射性物質を多く含むものは放射線を出す能力が徐々に減る性質を利用して、時間を置いてその量を減らしたり(安全貯蔵)、一部の放射性物質を先に取り除いたり(汚染の除去)して、規制に基づいて解体を進め、丁寧に放射性物質を取り除いていきます。

【第213-2-6】原子力発電所廃止措置の流れ



資料:2019年4月23日「総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会」

1950年代に始まった日本の原子力利用から既に50年以上が経過し、一部の原子力施設では施設の廃止や解体が行われ、所要の安全確保の実績が積み上げられてきました。一方、これらの経験を踏まえ、安全確保のための制度上の手続面の明確化や、原子力施設の廃止や解体に伴って発生する様々な種類の廃棄物等から、放射性物質として管理する必要のあるものと、汚染のレベルが自然界の放射性物質の放射線レベルと比べても極めて低く、管理すべき放射性物質として扱う必要のないものを区分するための制度(クリアランス制度)の創設が必要とされていました。こうした状況を踏まえ、2005年5月に原子炉等規制法を改正して、廃止措置及びクリアランス制度等の導入が行われました。

原子力発電所の廃止措置に伴い発生する解体廃棄物の総量は、110万kW級の軽水炉の場合、約50万トンとなり、これらの廃棄物を適正に処分していくことが重要です。

運転中・解体中に発生する廃棄物の中には、安全上「放射性物質として扱う必要のないもの」も含まれています。これらは、放射能を測定し安全であることを確認し、国のチェックを受けた後、再利用できるものはリサイクルし、できないものは産業廃棄物として処分することとしています。国によるチェックが行われた後、放射性廃棄物として適切に処理処分する必要がある低レベル放射性廃棄物の量は、各電力会社が2020年4月時点で公表している「廃止措置実施方針」によると、51プラント合計で約48万トン（総廃棄物重量の約2%）と試算されました。この中には炉内構造物等の「放射能レベルの比較的高いもの」が約8,000トン（総廃棄物重量の約0.04%）、コンクリートピットを設けた浅地中への処分が可能な「放射能レベルの比較的低いもの」が約8万トン（総廃棄物重量の約0.3%）、また、堀削した土壌中への埋設処分（浅地中トレンチ処分）が可能な「放射能レベルの極めて低いもの」が約40万トン（総廃棄物重量の約1.8%）含まれていると試算されました。

日本では1998年に日本原子力発電東海発電所が営業運転を停止し、廃止措置段階に入っており、試験研究炉では、日本原子力研究所（現・日本原子力研究開発機構）の動力試験炉（JPDR）の解体撤去が、1996年3月に計画どおり完了し、2002年10月に廃止届が届けられました。また、研究開発段階にある発電用原子炉では、2003年に運転を終了した日本原子力研究開発機構の新型転換炉ふげん発電所の廃止措置計画の認可が2008年2月に行われました。同発電所は、原子炉廃止措置研究開発センターに改組され、廃止措置のための技術開発を進めてきました。

2009年1月、中部電力は浜岡原子力発電所1号機と2号機を廃止し、11月に廃止措置計画の認可が行われました。また、2011年3月に発生した東日本大震災による東京電力福島第一原子力発電所事故後、同発電所1～6号機が廃止となるなど、2023年3月時点で、各事業者の判断により24基の商業用原子力発電所の廃炉が決定されています。

(2)再生可能エネルギー

①全般

再エネは、化石燃料以外のエネルギー源のうち永続的に利用することができるものを利用したエネルギーであり、代表的なものとしては太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等が挙げられます。

日本の再エネの導入拡大に向けた取組は、「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律（昭和55年法律第71号）」（以下「石油代替エネルギー法」という。）に基づく石油代替政策に端を発しており、1970年代の二度の石油危機を契機に、日本は石油から石炭、天然ガス、原子力、再エネ等の石油代替エネルギーへのシフトを進めました。

石油代替エネルギーの技術開発については、1974年に通商産業省工業技術院（現・産業技術総合研究所）が「サンシャイン計画」を開始しました。この計画は、将来的にエネルギー需要の相当部分を賄い得るエネルギーの供給を目標として、太陽、地熱、石炭、水素エネルギーの4つの石油代替エネルギー技術について重点的に研究開発を進めるものでした。また、1980年に設立された新エネルギー総合開発機構（現・新エネルギー・産業技術総合開発機構：以下「NEDO」という。）において、石炭液化技術開発、大規模深部地熱開発のための探査・掘削技術開発、太陽光発電技術開発等が重点プロジェクトとして推進されました。その後、1993年に「サンシャイン計画」は、「ムーンライト計画」と統合され、「ニューサンシャイン計画」として再スタートすることとなりました。「ニューサンシャイン計画」は、従来独立して推進されていた新エネルギー、省エネ及び地球環境の三分野に関する技術開発を総合的に推進するものでしたが、2001年の中央省庁再編に伴い、「ニューサンシャイン計画」の研究開発テーマは、以後「研究開発プログラム方式」によって実施されることとなりました。

さらに、石油代替エネルギーのうち経済性における制約から普及が十分でない新エネルギーの普及促進を目的として、1997年に「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法（平成9年法律第37号）」が制定されました。同法は、国や地方公共団体、事業者、国民等の各主体の役割を明確化する基本方針の策定や、新エネルギー利用等を行う事業者に対する財政面の支援措置等を定めたものです。

こうした取組の結果、日本の一次エネルギー供給に占める石油の割合は、1973年度の75.5%から、2021年度には36.3%にまで低下しました。しかし、天然ガス、石炭等も含めた化石燃料全体の依存度は、2021年度には83.2%となっています。

一方、近年の世界のエネルギー需要の急増等を背景に、今後は従来どおりの質・量の化石燃料を確保していくことが困難となることが懸念されています。このような事態に対応し、また、低炭素社会の実現にも寄与すべく、2009年7月に、石油への依存の脱却を図るというこれまでの石油代替施策の抜本的な見直しが行われました。この結果、研究開発や導入を促進する対象を「石油代替エネルギー」から、再エネや原子力等を対象とした「非化石エネルギー」とすることを骨子とした石油代替エネルギー法の改正が行われ、同法の名称も「非化石エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」に改められました。また、あわせて「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関

する法律(平成21年法律72号)」(以下「エネルギー供給構造高度化法」という。)が制定され、エネルギー供給事業者に対して再エネ等の非化石エネルギーの利用を一層促進する枠組みが構築されました。

また、2003年からは、「電気事業者による新エネルギー電気等の利用に関する特別措置法(平成14年法律第62号)」(以下、「RPS法」という。))に基づき、RPS(Renewables Portfolio Standard)制度²⁶を開始し、電気分野における再エネの導入拡大を進めました。さらに2012年7月からは、このRPS制度に替えて、固定価格買取(FIT)²⁷制度を導入し、再エネの大幅な導入拡大を進めています。2017年4月にはこの固定価格買取(FIT)制度が改正され、設備に代わり事業計画を確認する制度となったことで、適切なメンテナンス等を事業者に課すようになりました。固定価格買取(FIT)制度の導入により、再エネに対する投資回収の見込みが安定化したこともあり、制度開始後、2021年度末までに運転を開始した再エネ発電設備は制度開始前と比較して約3.3倍に増加しました。2022年4月からは、再エネ発電事業者の投資予見可能性を確保しつつ、市場を意識した行動を促すため、固定価格での買取(FIT)に加えて、新たに、市場価格を踏まえて一定のプレミアムを交付する制度(FIP制度)²⁸が創設されました。

②太陽光発電

太陽光発電は、シリコン半導体等に光が当たると電気が発生する現象を利用し、太陽の光エネルギーを太陽電池(半導体素子)により直接電気に変換する発電方法です。日本における導入量は、近年着実に伸びており、2021年度末累積で6,935万kWに達しました。企業による技術開発や、国内で堅調に太陽光発電の導入が進んだことにより、太陽光発電設備のコストも着実に低下しています(第213-2-7)。

太陽電池の国内出荷量は、住宅用太陽光発電設備に対する政府の補助制度が一時打ち切られた2005年度をピークに伸び悩んでいましたが、2009年1月に補助制度が再度導入され、地方自治体による独自の補助制度もあわせると設置費用が低減したことや、2009年11月に太陽光発電の余剰電力買取制度が開始されたこと等を受けて、2009年度から増加基調に転じています。また、2012年に開始した固定価格買取(FIT)制度の効果により、非住宅分野での太陽光発電の導入が急拡大し、2014年度に太陽電池の国内出荷量は過去最高を記録しました。その後、太陽光発電の買取価格が引き下げられていること等により、2015年度以降の出荷量は減少傾向となりました(第213-2-8)。

世界的に見ると、日本は2003年末まで太陽光発電の累積導入量が世界第1位でしたが、ドイツの導入量が急速に増加した結果、2004年にはドイツに次ぐ世界第2位となりました。その後、ドイツの累積導入量を再び上回ったものの、近年、中国や米国の年間導入量が急速に増加しており、2021年末の累積導入量では世界第3位となっています(第213-2-9)。

また、日本は太陽電池の生産量でも2007年まで世界でトップでしたが、2013年をピークに減少傾向となり、中国を始めとするアジアの企業が生産を拡大した結果、2021年時点では世界の太陽電池(モジュール)生産量に占める日本の割合は0.9%にまで落ち込み、その一方で中国(75%)の寡占化が進みました(第213-2-10)。日本における太陽電池の国内出荷量に占める国内生産品の割合を見ると、2008年度まではほぼ100%でしたが、国内出荷量が大幅な増加基調に転じた2009年度から低下し、2021年度では12%でした(第213-2-11)。

太陽光発電には、天候や日照条件等により出力が不安定であるという課題が残されています(第213-2-12)。特に九州エリアでは需要に比して大規模な導入が進んでおり(第213-2-13)、近年では太陽光発電のピーク時に、エリア内電力需要(1時間値)の8割以上を太陽光発電が占めることもあります。導入が進展する地域においては、午前の残余需要²⁹の減少及び夕方の残余需要の増加の程度が以前より急激になっており、系統運用上の課題となっています。太陽光導入量が多い九州エリアではこの問題が特に顕著であり、太陽光の出力変動に対し、火力、揚水等だけでは調整が困難になり始めたため、2018年10月には計4日、離島を除いて国内で初めてとなる、太陽光の出力抑制を実施しました。2019年度以降も九州エリアでは、太陽光の出力制御が実施されています(第213-2-14)。2022年度は、北海道・東北・中国・四国エリアでも初めて出力制御が行われました。太陽光発電の導入拡大のためには、コスト低減に向けた技術開発とともに、出力変動への対応を進めることが重要になります。

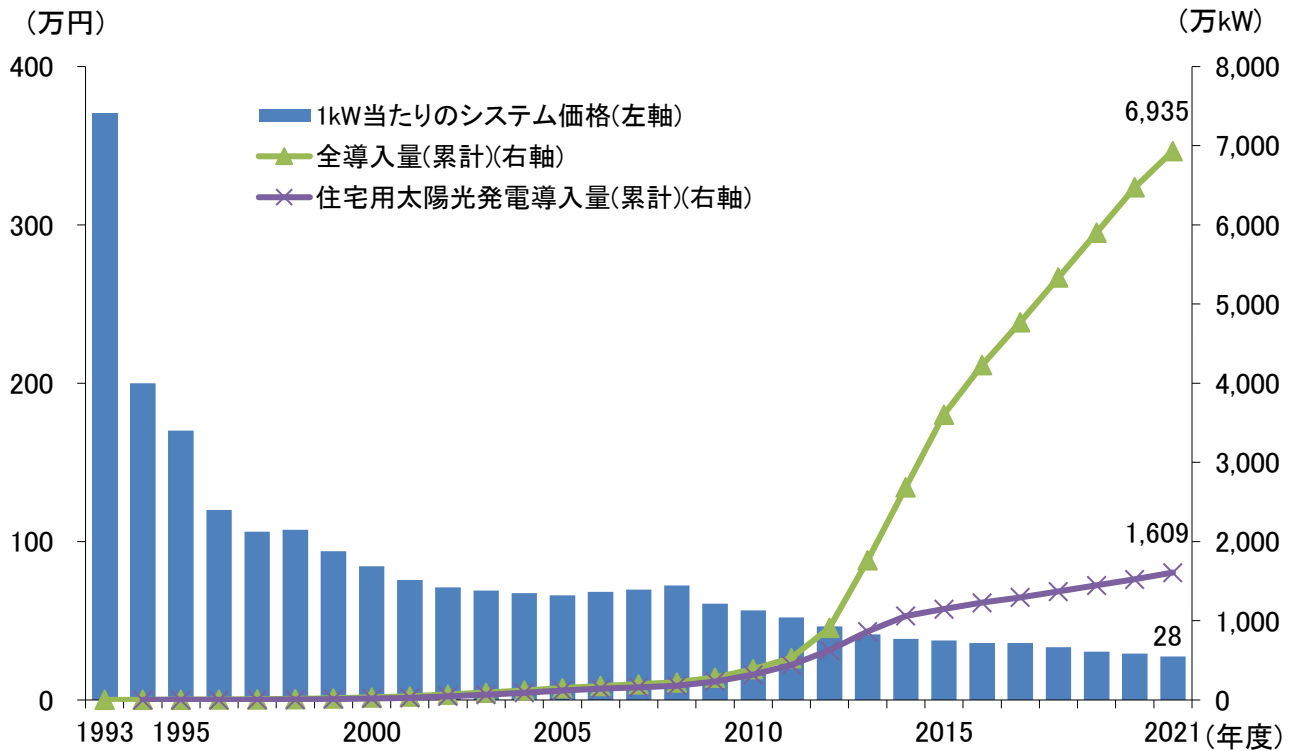
²⁶ 電気事業者に毎年度、一定量以上の再エネの発電や調達を義務付ける制度。

²⁷ 再エネで発電した電気を、電力会社が一定価格で一定期間買い取ることを国が約束する制度。

²⁸ 発電事業者が卸電力取引市場等で売電した時、その売電価格に対して一定のプレミアムを交付する制度。

²⁹ 需要電力(太陽光発電の自家消費分を除いたもの)から、太陽光発電(自家消費分を除く)及び風力発電の出力を控除した需要。

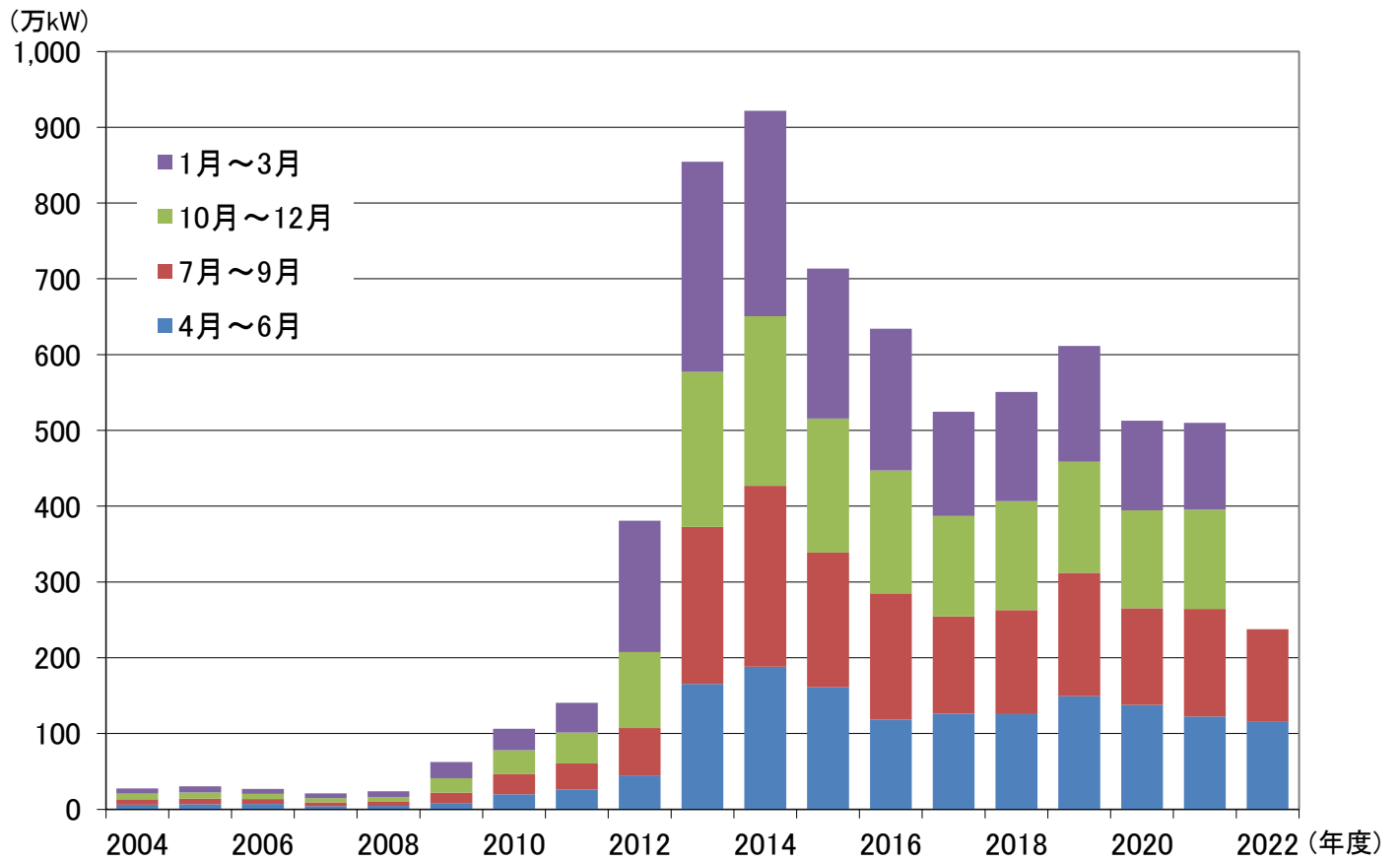
【第213-2-7】太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移



(注)システム価格は住宅用(10kW未満)の平均値(設置年別の推移)。

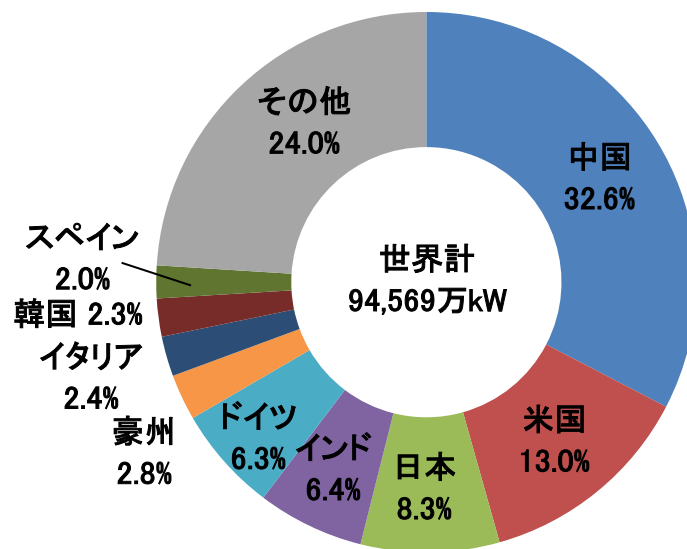
資料:システム価格は経済産業省資源エネルギー庁資料を基に作成、国内導入量は2014年度まで太陽光発電普及拡大センター資料、2015年度以降は資源エネルギー庁「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト」を基に作成

【第213-2-8】太陽電池の国内出荷量の推移



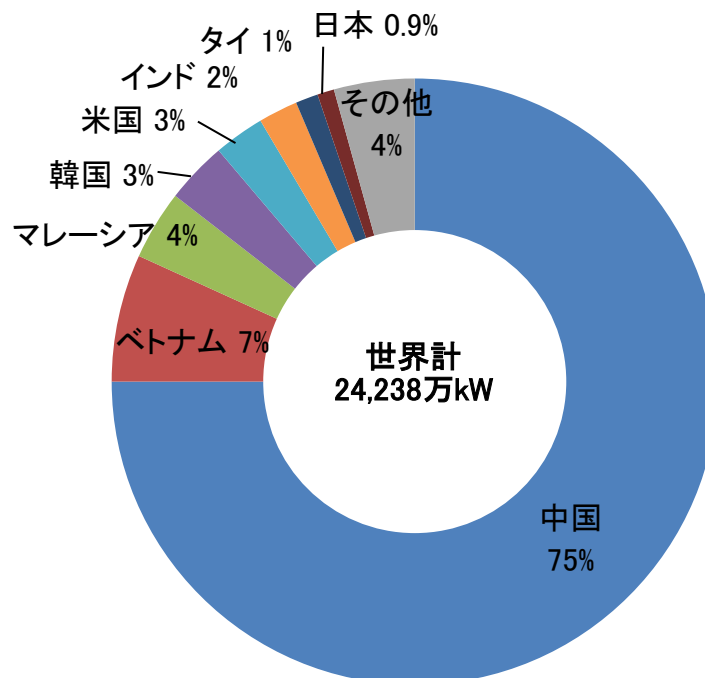
(注) 2022年度は4月から9月まで。
資料: 太陽光発電協会資料を基に作成

【第213-2-9】世界の累積太陽光発電設備容量(2021年)



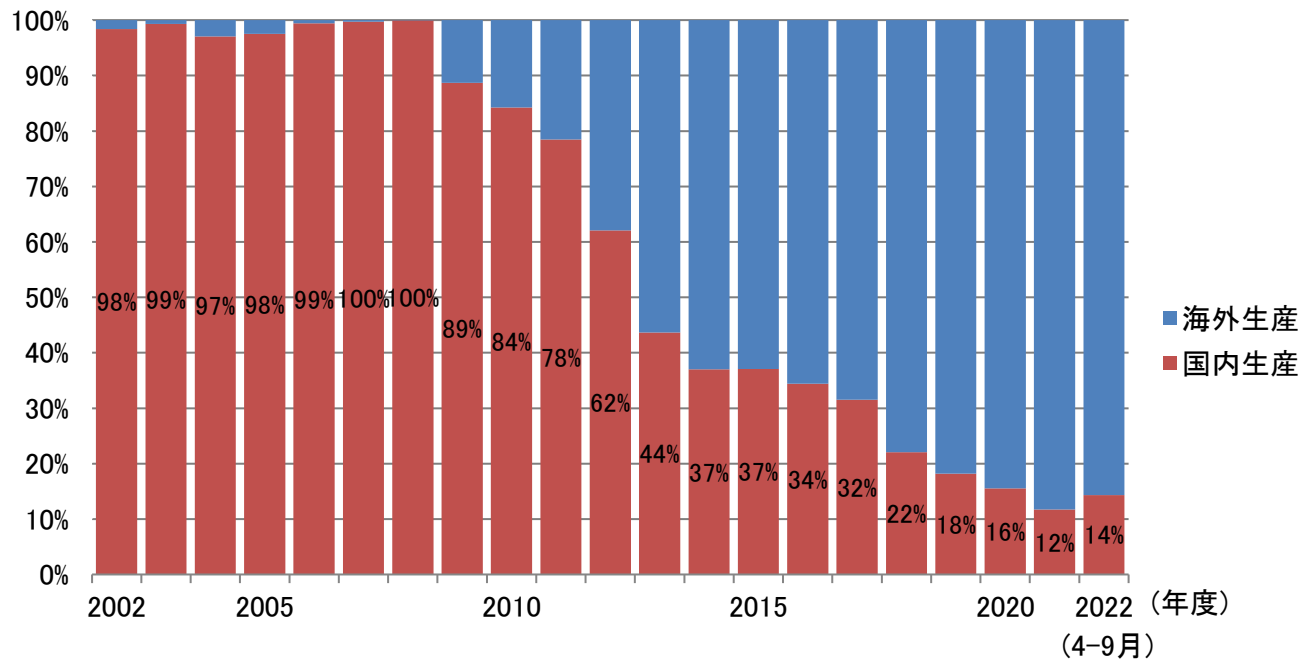
資料:IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS)「Trends in Photovoltaic Applications 2022」、「2022 Snapshot of Global PV Markets」を基に作成

【第213-2-10】世界の太陽電池(モジュール)生産量(2021年)



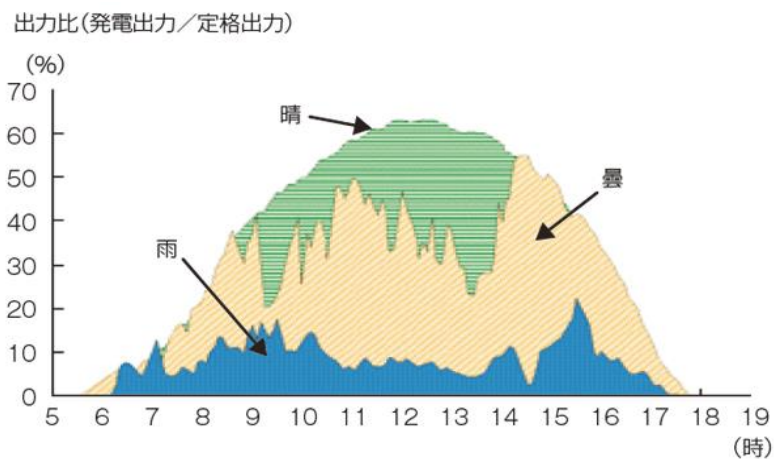
資料:IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS)「Trends in Photovoltaic Applications 2022」を基に作成

【第213-2-11】太陽電池国内出荷量の生産地構成の推移



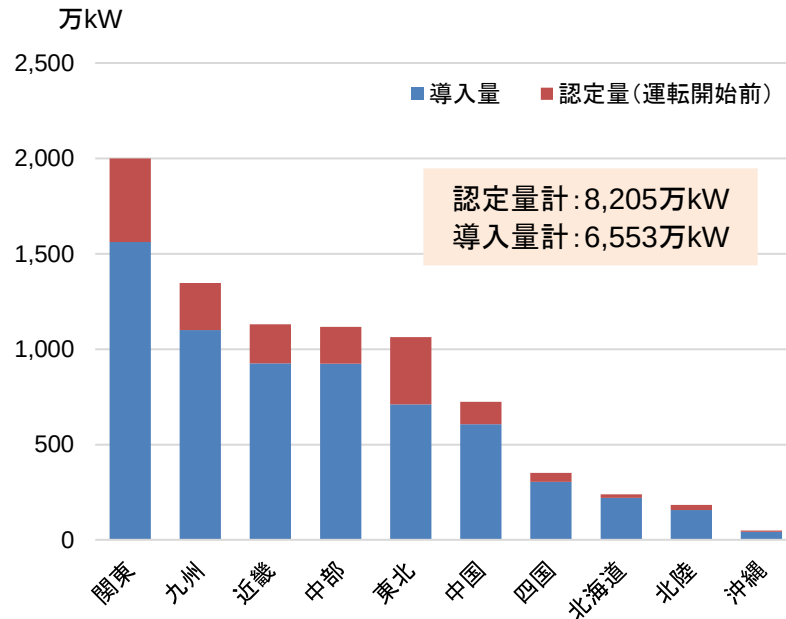
資料:太陽光発電協会資料を基に作成

【第213-2-12】太陽光発電の天候別発電電力量の推移



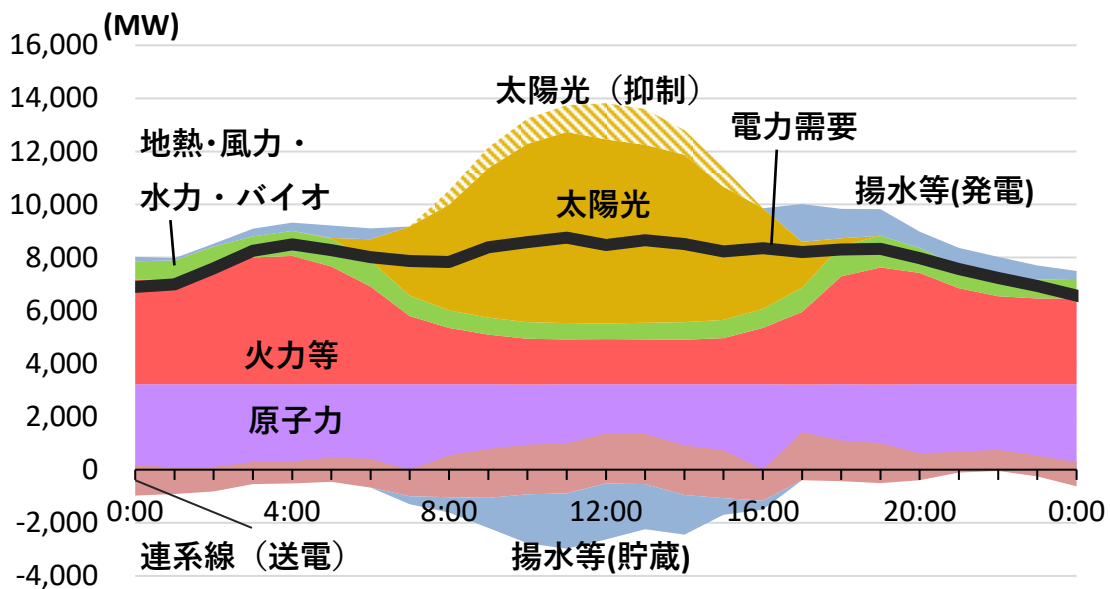
資料:資源エネルギー庁調べ

【第213-2-13】固定価格買取制度による太陽光発電の認定量・導入量(2021年度末)



(注)「認定量」は「導入量」と既認定未稼働設備容量(「認定量(運転開始前)」)の合計値である
資料:資源エネルギー庁 固定価格買取(FIT)制度 情報公開用ウェブサイトを基に作成

【第213-2-14】九州エリア需給実績と出力抑制の状況(2020年4月30日)



(注)太陽光発電の自家消費分は、「太陽光」には含まれず、「電力需要」の減少分として表れている。
資料:九州電力送配電Webサイトを基に作成

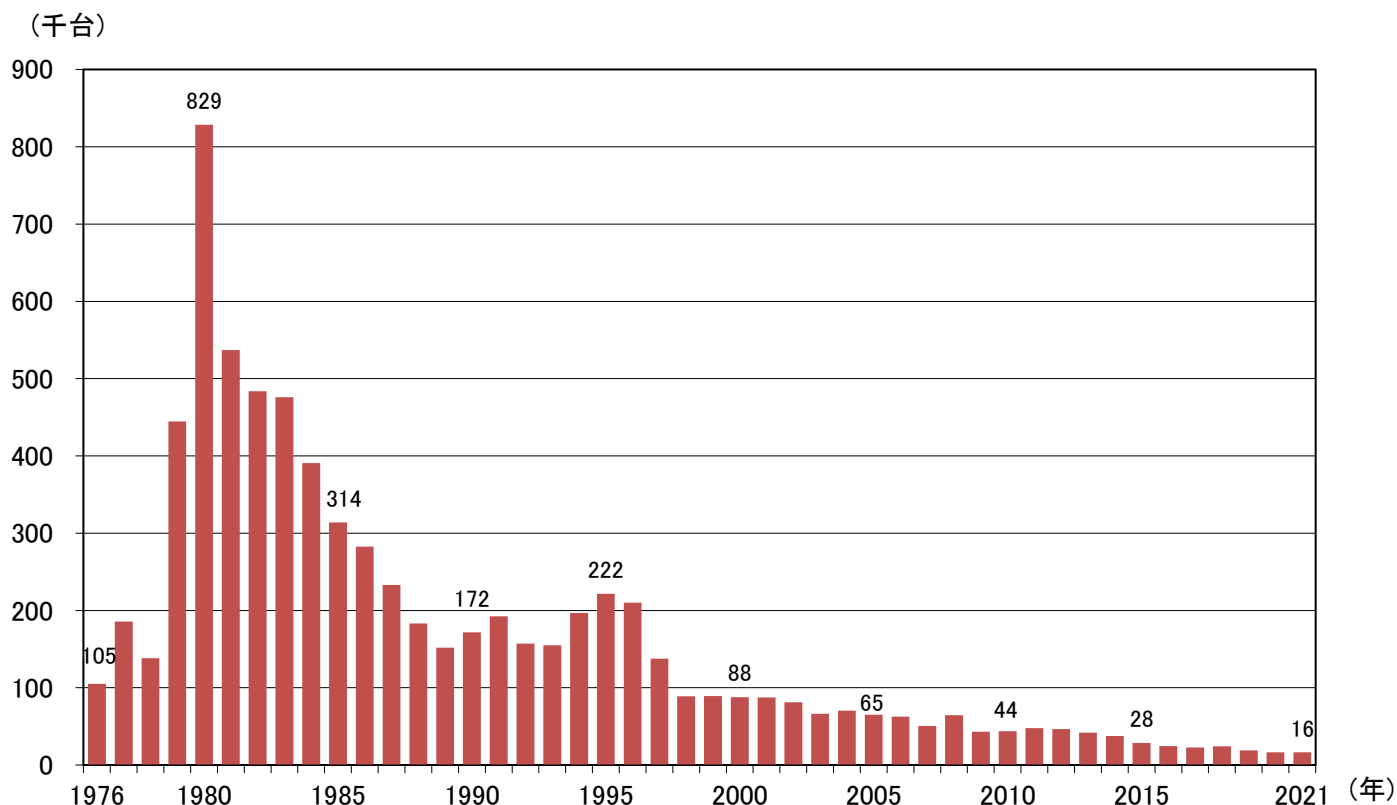
③太陽熱利用

太陽エネルギーによる熱利用は、古くは太陽光を室内に取り入れることから始まっていますが、積極的に利用され始めたのは、太陽熱を集めて温水を作る温水器の登場からです。太陽熱利用機器はエネルギー変換効率が高く、新エネルギーの

中でも設備費用が比較的安価で費用対効果の面でも有効であり、現在までの技術開発により、用途を給湯に加え暖房や冷房にまで広げた高性能なソーラーシステムが開発されました。

太陽熱利用機器の普及は、1979年の第二次石油危機を経て、1980年代前半にピークを迎えました。1990年代中期以降は石油価格が低く推移していたことや、競合する他の製品の台頭等を背景に、新規設置台数が年々減少してきました(第213-2-15)。

【第213-2-15】太陽熱温水器(ソーラーシステムを含む)の新規設置台数



資料:ソーラーシステム振興協会資料、経済産業省生産動態統計年報を基に作成

④風力発電

風力発電は風の力で風車を回し、その回転運動を発電機に伝えて電気を起こす発電方法です。

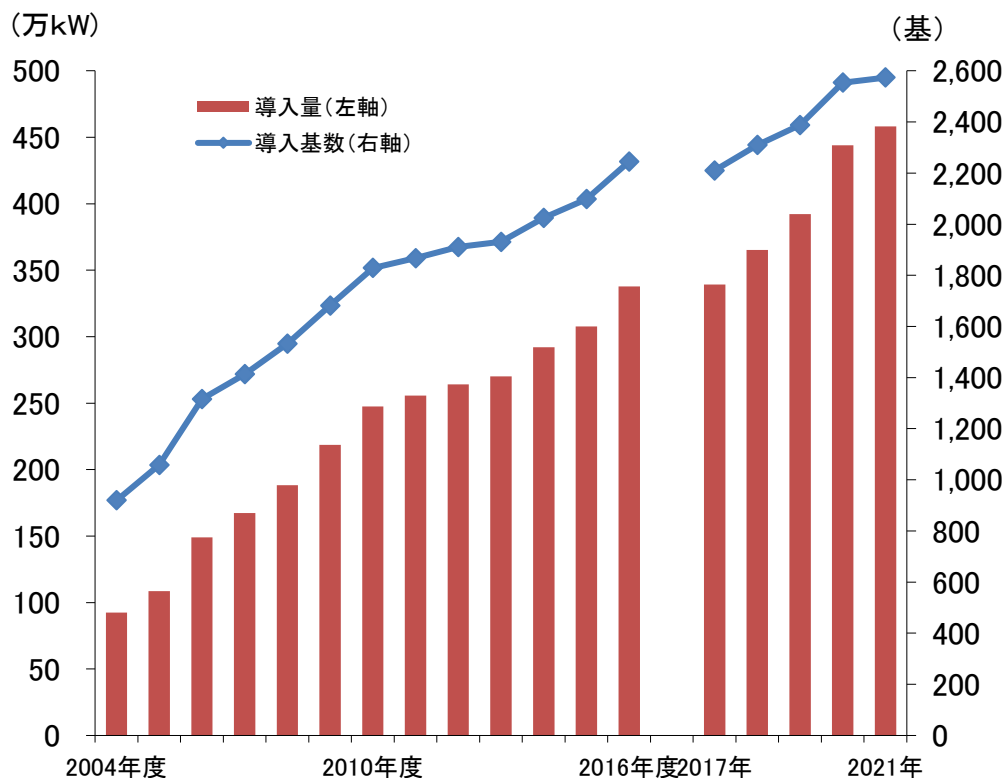
1997年度に開始された設備導入支援を始め、1998年度に行われた電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの整備や2003年度のRPS法の施行、2012年に開始した固定価格買取(FIT)制度等により、風力発電の導入が図られました。2021年末時点での導入量は、2,574基、出力約458万kW(第213-2-16)であるとともに、未稼働分を含めた固定価格買取(FIT)制度による認定量は合計で1,571万kWとなっており、そのうち約4割は東北に集中しています(第213-2-17)。未稼働の案件が順次稼働すれば、太陽光発電と同様に出力変動の問題がより大きくなり、電力系統への影響緩和のため、出力変動に応じた調整力の確保や系統の強化が課題となっています。

他方、日本の風力発電設備容量は、2021年末時点で世界第21位となっています(第213-2-18)。これには、日本が諸外国に比べて平地が少なく地形も複雑なこと、電力会社の系統に余裕がない場合があること等の理由から、風力発電の設置が進みにくいといった事情があります。

そのような課題に直面しつつも、再エネの中でも相対的にコストの低い風力発電の導入を推進するため、電力会社の系統受入容量の拡大や、広域的な運用による調整力の確保に向けた対策が行われています。さらに、開発期間の短縮のため、通常は3、4年程度かかるとされる環境アセスメントの手続期間を半減させることを目標に、地方公共団体の協力を得て審査期間の短縮を図るとともに、環境調査を前倒して他の手続と同時並行で進める手法の実証事業を行い、「環境アセスメント

迅速化手法のガイドー前倒環境調査の方法論を中心にー」(2018年3月、NEDO)を取りまとめ、「発電所に係る環境影響評価の手引」に前倒し手法を反映しました(2019年3月)。

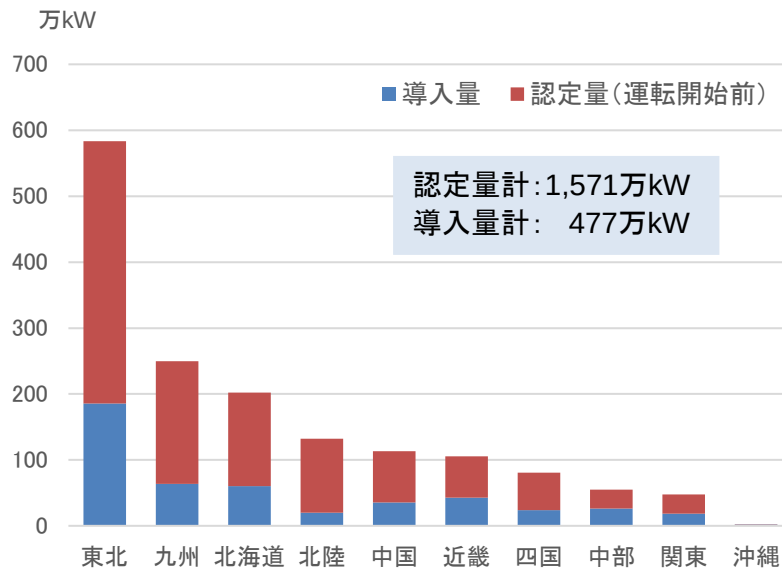
【第213-2-16】日本における風力発電導入の推移



(注)2016年までは年度単位、2017年からは暦年単位の累計導入実績

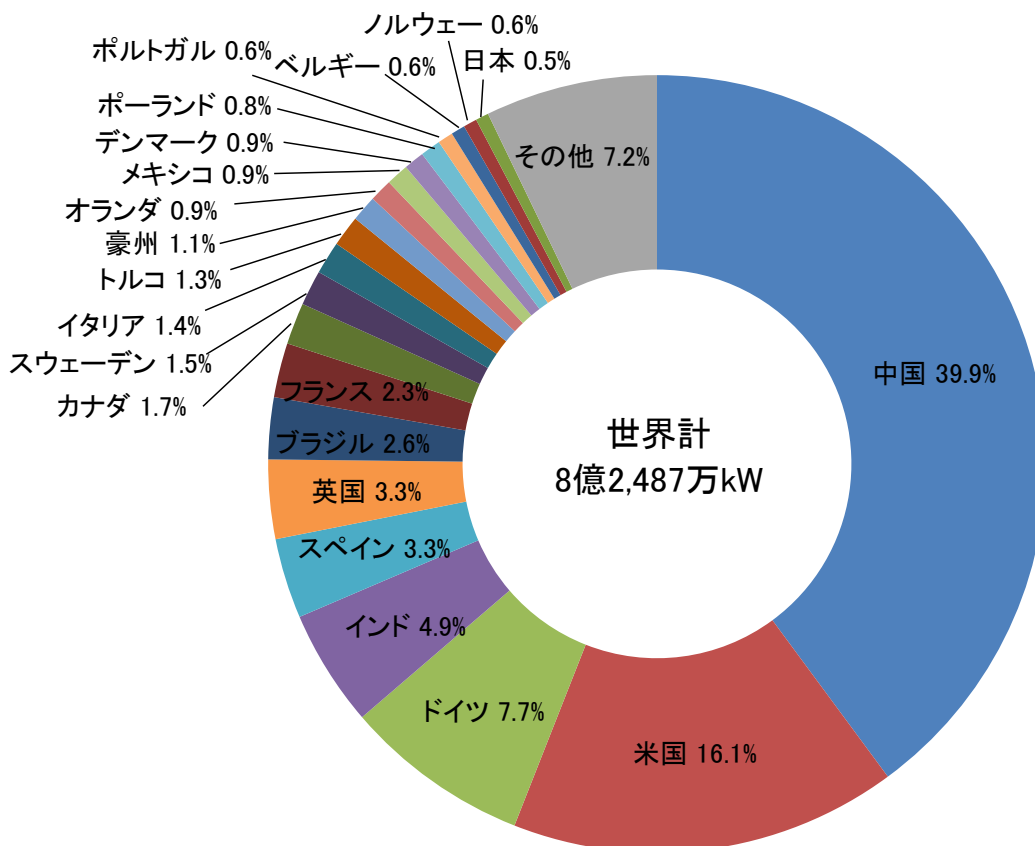
資料:一般社団法人日本風力発電協会(JWPA)統計を基に作成

【第213-2-17】固定価格買取制度による風力発電の認定量・導入量(2021年度末)



(注)「認定量」は「導入量」と既認定未稼働設備容量(「認定量(運転開始前)」)の合計値である
資料:資源エネルギー庁 固定価格買取(FIT)制度 情報公開用ウェブサイトを基に作成

【第213-2-18】風力発電導入量の国際比較(2021年末時点)



資料:The International Renewable Energy Agency (IRENA)「Renewable Capacity Statistics 2022」を基に作成

⑤バイオマスエネルギー

バイオマス(生物起源)エネルギーとは、化石資源を除く、動植物に由来する有機物で、エネルギー源として利用可能なものを指します。特に植物由来のバイオマスは、その生育過程で大気中のCO₂を吸収しながら成長するため、これらを燃焼させたとしても追加的なCO₂は排出されないことから、「カーボンニュートラル」なエネルギーとされています。

バイオマスエネルギーは、原料の性状や取扱形態等から廃棄物系と未利用系に大別されます。利用方法については、直接燃焼のほか、エタノール発酵等の生物化学的変換、炭化等の熱化学的変換による燃料化等があります(第213-2-19)。

日本において2020年度に利用されたバイオマスエネルギーは、原油に換算すると1,766万klであり、一次エネルギー供給量に占める割合は3.8%でした³⁰。ここで計上されたバイオマスエネルギーは、廃棄物の焼却によるエネルギーが主であり、製紙業等のパルプ化工程で排出される黒液や、製材工程から排出される木質廃材、農林・畜産業の過程で排出される木くずや農作物残さ、家庭や事務所等から出るゴミ等を燃焼させることによって得られる電力・熱を利用するもの等があります。特に、黒液や廃材等を直接燃焼させる形態を中心に導入が進展してきました。

生物化学的変換のうちメタン発酵について、家畜排せつ物や食品廃棄物からメタンガスを生成する技術は確立されているものの、原料の収集・輸送やメタン発酵後の残さ処理等が普及に向けた課題となっています。下水汚泥については下水処理場における収集が容易なことから、大規模な下水処理場を中心にメタン生成を行いエネルギーとして利用を進めてきました。

バイオマス発電については、2012年に開始した固定価格買取(FIT)制度により、導入が進んでいます。また、2015年度から新たに2,000kW未満の未利用木質バイオマス発電についての買取区分が別途設けられ、より小さい事業規模でも木質バイオマス発電に取り組めるようになりました。2021年度末の固定価格買取(FIT)制度によるバイオマス発電導入設備容量は、473万kW(RPS制度からの移行導入量を含む。)に達しました(第213-2-20)。

いずれの類型・原料種についても、原料バイオマスを長期的かつ安定的に確保することが共通の課題となっています。また、持続可能な形で生産された燃料であることも重要な要素です。

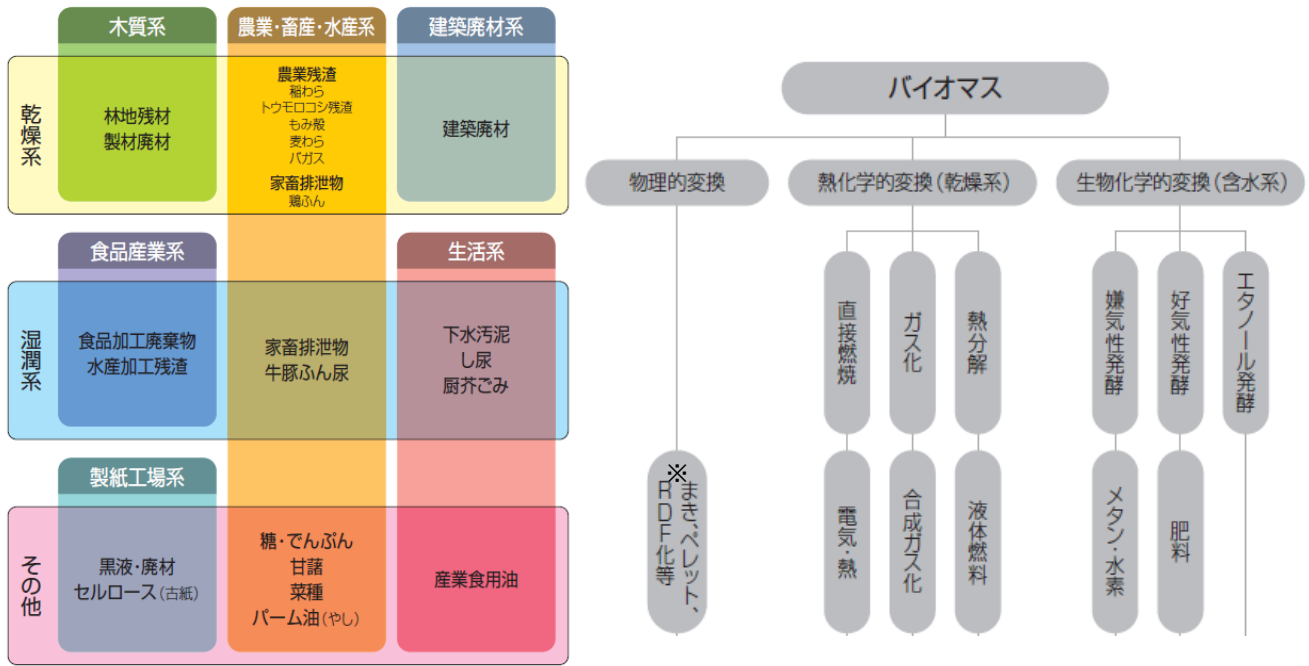
また、輸送用燃料であるバイオエタノールやバイオディーゼルは、生物化学的変換により、その大部分が製造されています。バイオエタノールは、これまで一般的にサトウキビ等の糖質やトウモロコシ等のでん粉質等で製造されてきましたが、日本では食糧競合を避けるため、稲わらや木材等のセルロース系バイオマスを原料として商業的に生産できるよう、研究開発を推進しています。利用方式としては、ガソリンに直接混合する方式と、添加剤(ETBE³¹)として利用する方式があります。一方、バイオディーゼルは、ナタネやパーム等の植物油をメチルエステル化して、そのまましくは軽油に混合した状態でディーゼル車の燃料として利用されています。欧米等では大規模な原料栽培から商業的に取り組まれています。日本では、使用済みの植物油(廃食用油等)を回収・再利用する形でのバイオディーゼル製造が主流です。

また、近年では、新たなバイオ燃料製造技術として、ATJ技術(触媒によりバイオエタノールからジェット燃料等を製造する技術)や、木材や廃棄物のガス化・液化技術(これら原料をH₂とCOのガスに変換し、触媒によりガスからジェット燃料等を製造する技術)、炭化水素等を生産する微細藻類を活用したジェット燃料等の製造技術に関する技術開発が活発に行われており、軽油代替・ジェット燃料油代替の製造技術として実用化が期待されています。さらに、近年では航空機運航分野の脱炭素化推進のため、持続可能な航空燃料(SAF)が注目され、技術開発が進められています。日本は、2030年までに国内航空会社の燃料使用量の10%をSAFに置き換えることを目標としています。

³⁰ この「バイオマスエネルギー」は、総合エネルギー統計における「バイオマスエネルギー」と「廃棄物エネルギー」の国内供給量の合計を指しています。

³¹ ETBEとは、Ethyl Tertiary-Butyl Etherの略で、エタノールとイソブテンにより合成され、ガソリンの添加剤として利用されています。

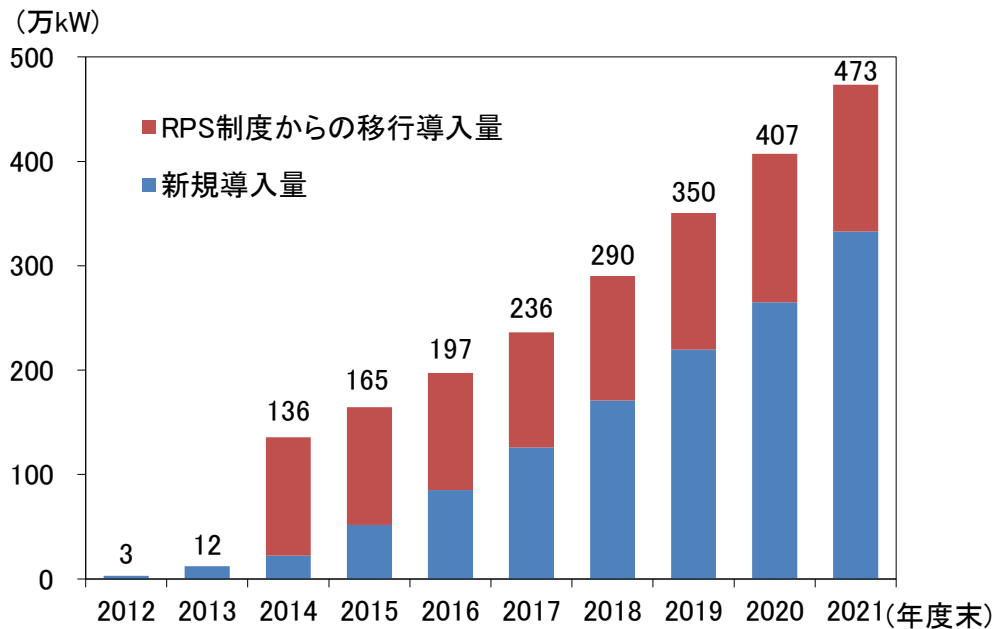
【第213-2-19】バイオマスの分類及び主要なエネルギー利用形態



※RDF:Refuse Derived Fuelの略で、廃棄物(ごみ)から生成された固形燃料

資料:資源エネルギー庁「新エネルギー導入ガイド 企業のためのAtoZ バイオマス導入」

【第213-2-20】固定価格買取制度によるバイオマス発電導入設備容量の推移



(注)「RPS制度からの移行導入量」は2014年度以降の数値のみ掲載している。

資料:資源エネルギー庁「固定価格買取(FIT)制度 情報公開用ウェブサイト」を基に作成

⑥水力

水力発電は、高いところにある河川等の水を低いところに落とすことで、水の持つ位置エネルギーを利用して水車を回し、発電を行うものです。利用面から流れ込み式(水路式)、調整池式、貯水池式、揚水式に分けられ、揚水式以外を特に「一般水力」と呼んでいます。揚水式とは、電力需要が供給より小さい時間帯に下部にある水を上部に汲み上げておき、電力が必要となった際に放流して発電する方式であり、他とは区別されています。

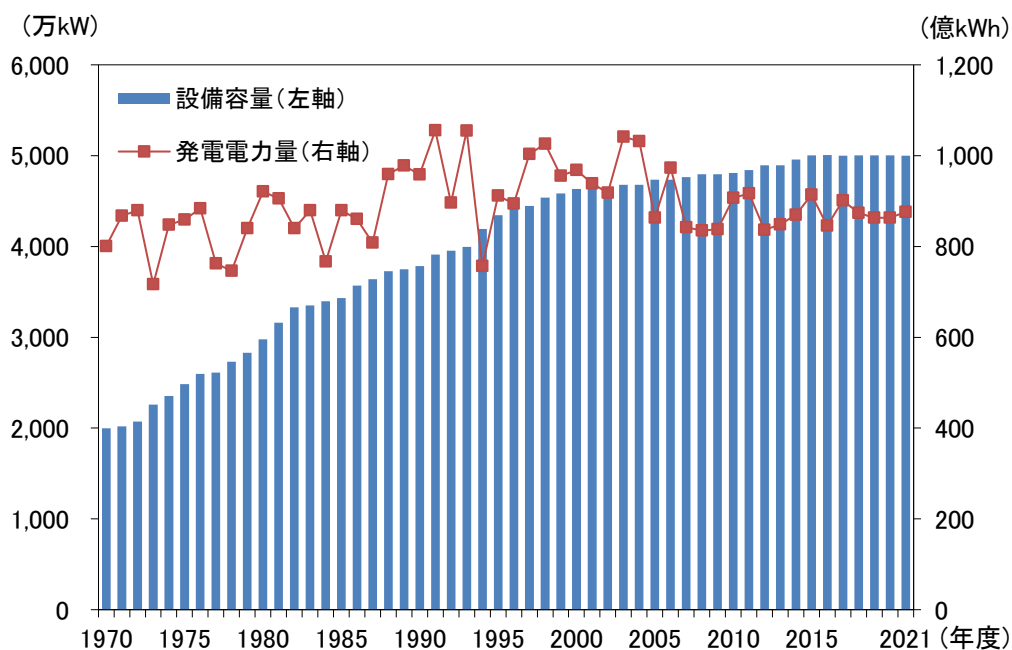
2021年3月末時点で、日本の一般水力発電所は、既存発電所数が計2,028か所、新規建設中のものが92か所に上りました。また、未開発地点は2,660か所(既存・建設中の合計値の約1.3倍)となっています。しかし、未開発の一般水力の平均発電能力(包蔵水力)は7,203kWであり、既存や建設中の発電所の平均出力(既存13,554kW、建設中11,180kW)よりも小さなものとなっています。開発地点の小規模化が進んだことに加えて、開発地点の奥地化も進んでいることから、発電コストが他の電源と比べて割高となり、開発の大きな阻害要因となっています。

今後は、農業用水等を活用した小水力発電のポテンシャルを活かしていくことが重要になります。小水力発電は、地域におけるエネルギーの地産地消の取組を推進していくことにもつながります。2012年に開始した固定価格買取(FIT)制度の効果により、2022年3月時点で82万kWの中小水力発電が新たに運転開始しており、今後も開発が進むことが見込まれます。

なお、日本の水力発電の設備容量(揚水を含む)は、2021年度末で5,001万kWに達しており、年間発電電力量は876億kWhとなりました(第213-2-21)。

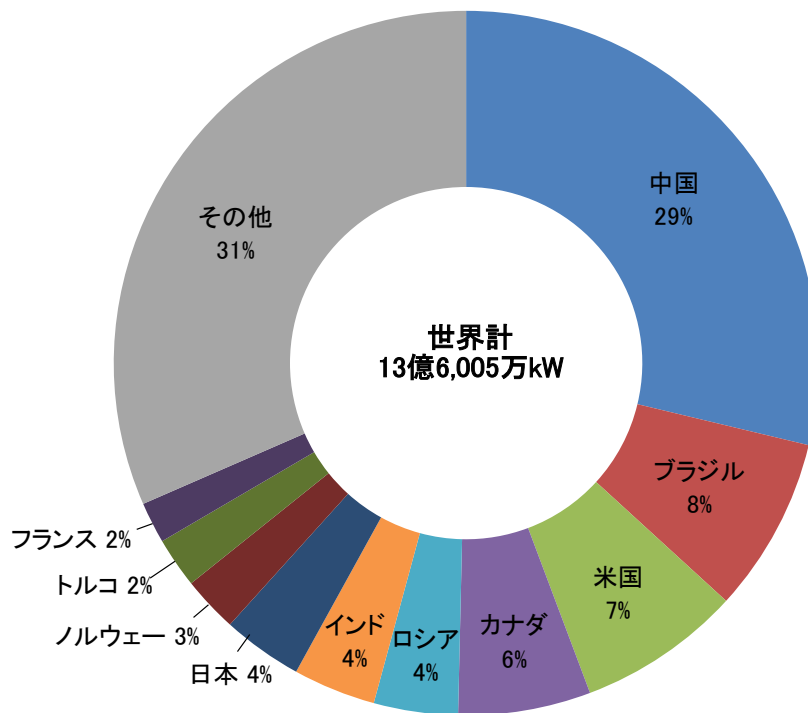
世界と比較すると、世界の水力発電設備容量における日本のシェアは約4%となっています(第213-2-22)。

【第213-2-21】日本の水力発電設備容量及び発電電力量の推移



資料:2015年度までは電気事業連合会「電気事業便覧」、2016年度以降は資源エネルギー庁「電力調査統計」を基に作成

【第213-2-22】水力発電導入量の国際比較(2021年末)



資料: IRENA「Renewable Capacity Statistics 2022」を基に作成

⑦地熱

地熱発電は、地表から地下深部に浸透した雨水等が地熱によって加熱され、高温の熱水として貯えられている地熱貯留層から、坑井により地上に熱水・蒸気を取り出し、タービンを回して電気を起こす発電方式です。CO₂の排出量がほぼゼロで環境適合性に優れ、長期間にわたって安定的な発電が可能なベースロード電源である地熱発電は、日本が世界第3位の資源量(2,347万kW)を有する電源として注目を集めています(第213-2-23)。

地熱発電の導入にあたっては、地下の開発に係る高いリスクやコスト、温泉事業者を始めとする地域の方々等の地元理解、そして、開発から発電所の稼動に至るまでに10年を超える期間を要するといった課題が存在しています。

こうした課題を解決するために、様々な支援措置が講じられています。例えば、開発リスクが特に高い初期調査段階におけるコストを低減するため、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構(以下「JOGMEC」という。)を通じ、資源量の把握に向けた地表調査や掘削調査等に対する支援を行っています。また、JOGMEC自らが、地熱資源の8割が存在する国立・国定公園を中心に、新規開発地点を開拓するための先導的資源量調査を行っているほか、地域の理解促進を目的としたセミナーや見学会の開催等についても支援を行っています。開発の初期段階で必要となる地表調査・掘削調査への支援は、2021年末時点で、国内35か所において行われており、着実に地熱開発が進んでいます(第213-2-24)。

また、開発リードタイムを短縮するため、高性能の探査・掘削機材の技術開発に加え、通常は3、4年程度を要するとされる環境アセスメントの検討期間を半減させることを目標に、2014年度から、NEDOが、実地での環境影響調査を前倒しで進める場合の課題の特定・解決を図るための実証事業を実施し、そこで得られた知見を「前倒環境調査のガイド」として2016年、2017年に公表しました。さらに、環境省が2021年4月に発表した「地熱開発加速化プラン」では、自然公園法や温泉法の運用見直し及び地域との合意形成を通じて、地熱発電案件開発の加速化が図られます。

なお、国際的に見ると、世界の地熱発電設備容量に占める日本のシェアは約3%となっており、世界第10位の規模となります(第213-2-25)。

【第213-2-23】主要国における地熱資源量及び地熱発電設備容量

国名	地熱資源量 (万kW)	地熱発電設備容量 (万kW) 2021年末時点
米国	3,000	389
インドネシア	2,779	228
日本	2,347	48
ケニア	700	86
フィリピン	600	193
メキシコ	600	98
アイスランド	580	76
ニュージーランド	365	98
イタリア	327	80
ペルー	300	—

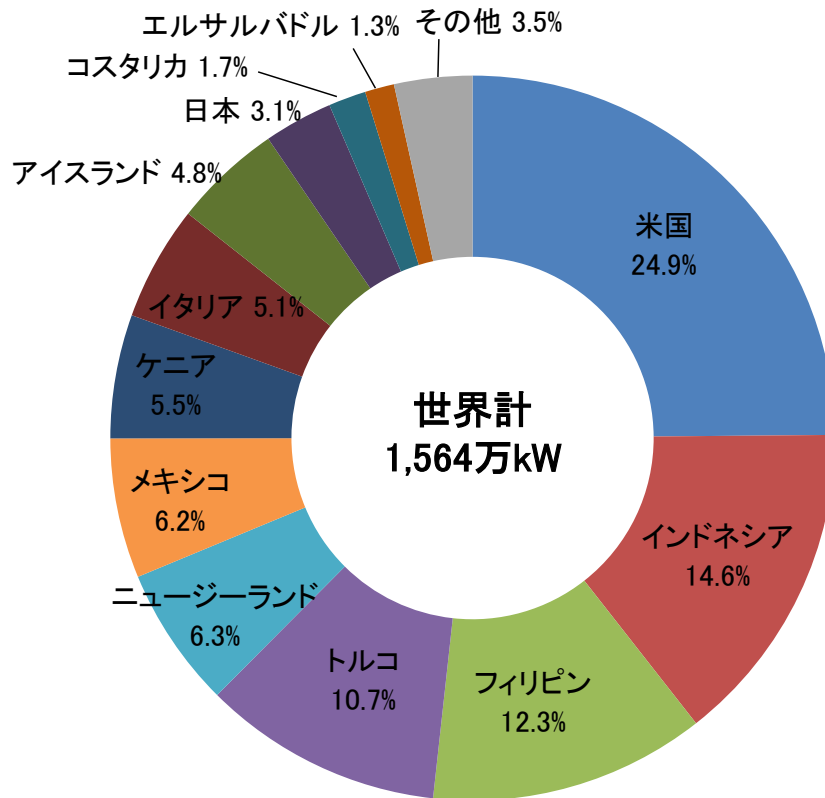
資料:地熱資源量は国際協力機構作成資料(2010年)及び産業総合技術研究所作成資料(2008年)より、地熱発電設備容量はIRENA「Renewable Capacity Statistics 2022」を基に作成

【第213-2-24】地熱発電開発プロセス



資料:資源エネルギー庁作成

【第213-2-25】地熱発電導入量の国際比較(2021年末時点)



資料: IRENA「Renewable Capacity Statistics 2022」を基に作成

⑧未利用エネルギー

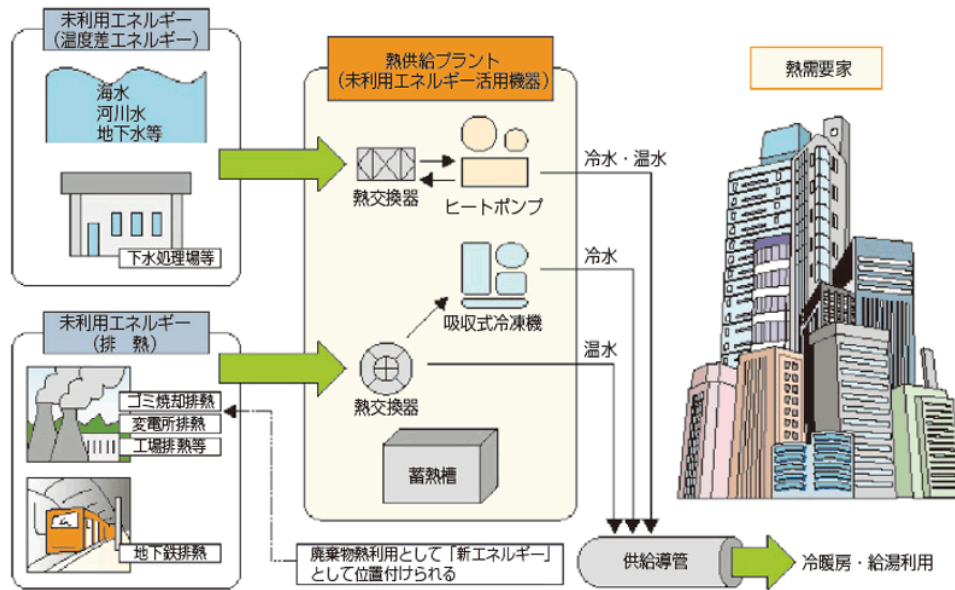
「未利用エネルギー」とは、夏は大気よりも冷たく、冬は大気よりも温かい河川水・下水等の温度差エネルギーや、工場等の排熱といった、今まで利用されていなかったエネルギーのことを意味します。

具体的な未利用エネルギーの種類としては、①生活排水や中・下水・下水処理水の熱、②清掃工場の排熱、③変電所の排熱、④河川水・海水・地下水の熱、⑤工場排熱、⑥地下鉄や地下街の冷暖房排熱、⑦雪氷熱等があります。

特に、雪氷熱利用については、古くから北海道、東北地方、日本海沿岸部を中心とした降雪量の多い地域において、生活上の障害であった雪氷を夏季まで保存し、雪室や氷室として農産物等の冷蔵用に利用してきました。近年、地方自治体等が中心となった雪氷熱利用の取組が活発化しており、農作物保存用の農業用低温貯蔵施設、病院、介護老人保健施設、公共施設、集合住宅等での冷房用の冷熱源に利用されています。

また、清掃工場の排熱の利用や下水・河川水・海水・地下水の温度差エネルギーの利用は、利用可能量が非常に多く、また、比較的消費地に近いところにあること等から、今後更なる有効活用が期待されており、エネルギー供給システムとして、環境政策、エネルギー政策、都市政策への貢献が期待されている地域熱供給を始めとしたエネルギーの面的利用とあわせて、さらに導入効果が発揮できるエネルギーです(第213-2-26)。

【第213-2-26】未利用エネルギーの活用概念



3.エネルギーの高度利用

(1) 次世代自動車

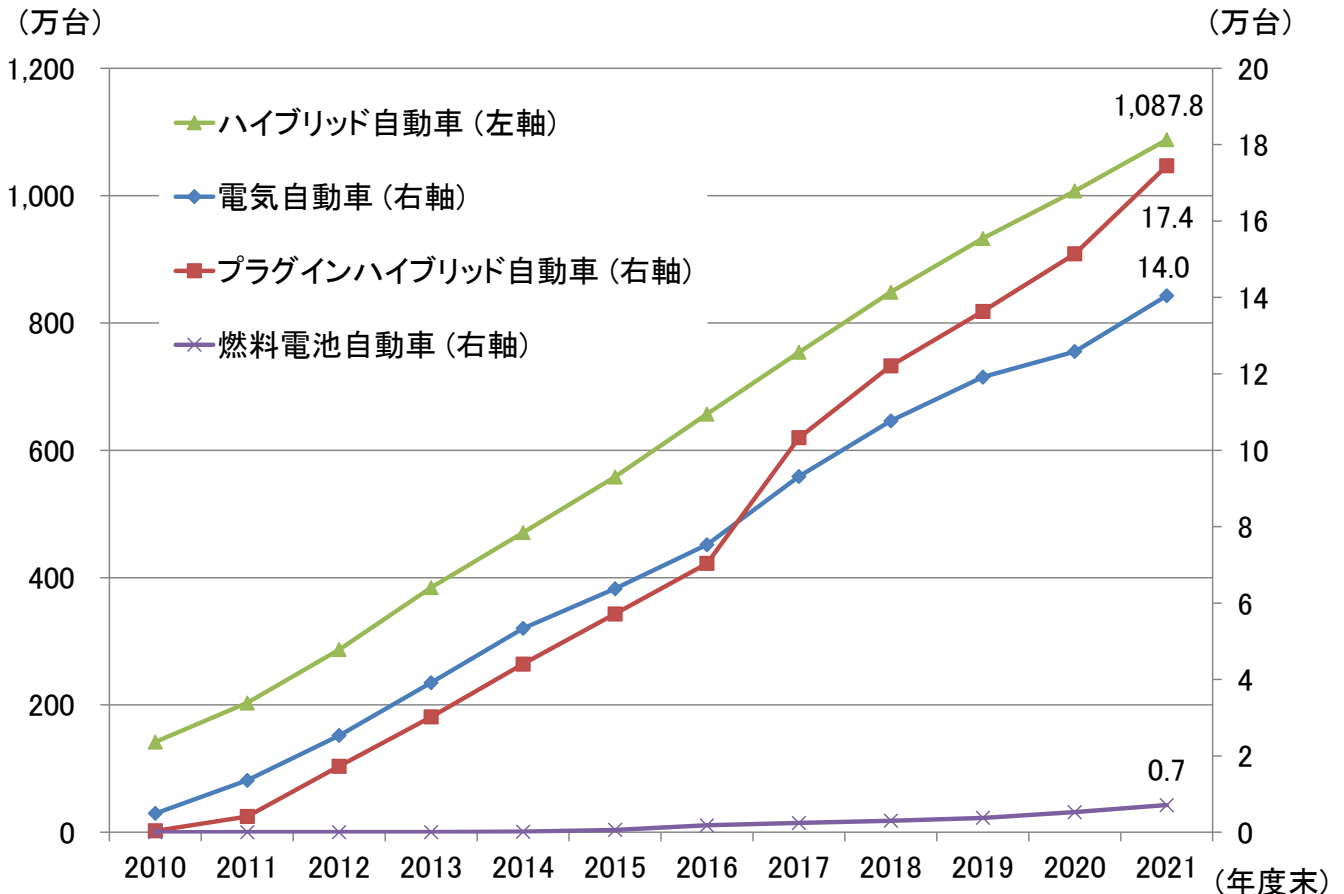
次世代自動車には、燃料電池自動車、電気自動車、ハイブリッド自動車等があります。2021年1月には、菅総理が第204回国会の施政方針演説において、脱炭素社会実現に向け、2035年までに新車販売における電動車³²100%の実現を表明しました。

日本において、運輸部門のエネルギー消費の大半は、ガソリンや軽油の使用を前提とする自動車によるものであり、これらの燃料を消費しない、あるいは消費量を抑制する次世代自動車の導入は、環境面への対応等の観点から非常に有効な手段です。次世代自動車は、その導入について価格面を中心に様々な課題がありますが、いわゆるエコカー補助金・減税等の効果等もあり、ハイブリッド自動車を中心に普及台数が拡大しています。さらに、2009年には電気自動車・プラグインハイブリッド自動車の市販が開始され、2014年には燃料電池自動車の市販も開始されました。

2021年度末時点の日本における保有台数は、ハイブリッド自動車が約1,087.8万台（プラグインハイブリッド自動車約17.4万台を含む）、プラグインハイブリッド自動車が約17.4万台、電気自動車が約14.0万台、燃料電池自動車が約0.7万台となりました（第213-3-1）。

³² 電気自動車、プラグインハイブリッド自動車、ハイブリッド自動車、燃料電池自動車。

【第213-3-1】次世代自動車の保有台数の推移



資料:自動車検査登録情報協会「自動車保有車両数」を基に作成

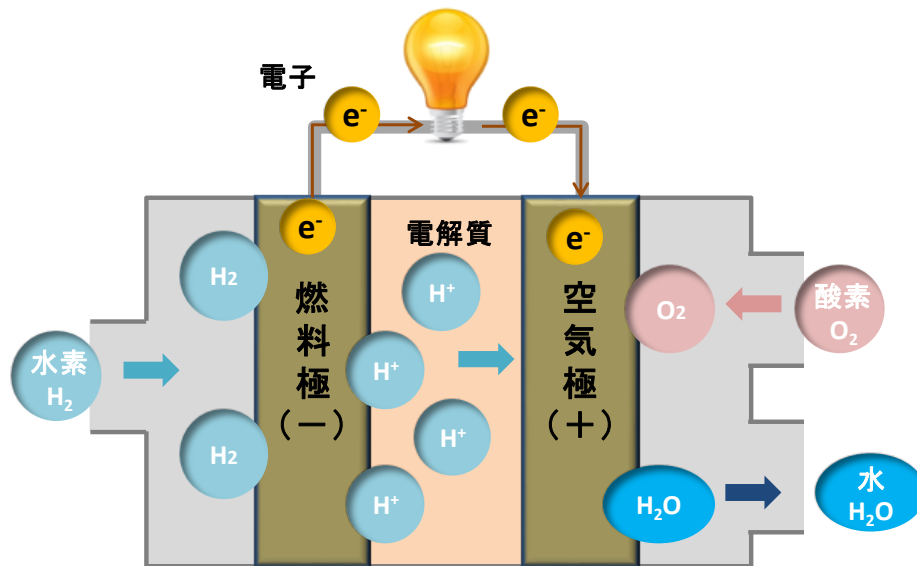
(2)燃料電池

燃料電池は、水素等の燃料と空気中の酸素を化学的に反応させることによって直接電気を発生させる装置です(第213-3-2)。燃料電池は、以下の3点から、エネルギー安定供給の確保の観点のみならず、地球環境問題の観点からも重要なエネルギーシステムであると考えられます。

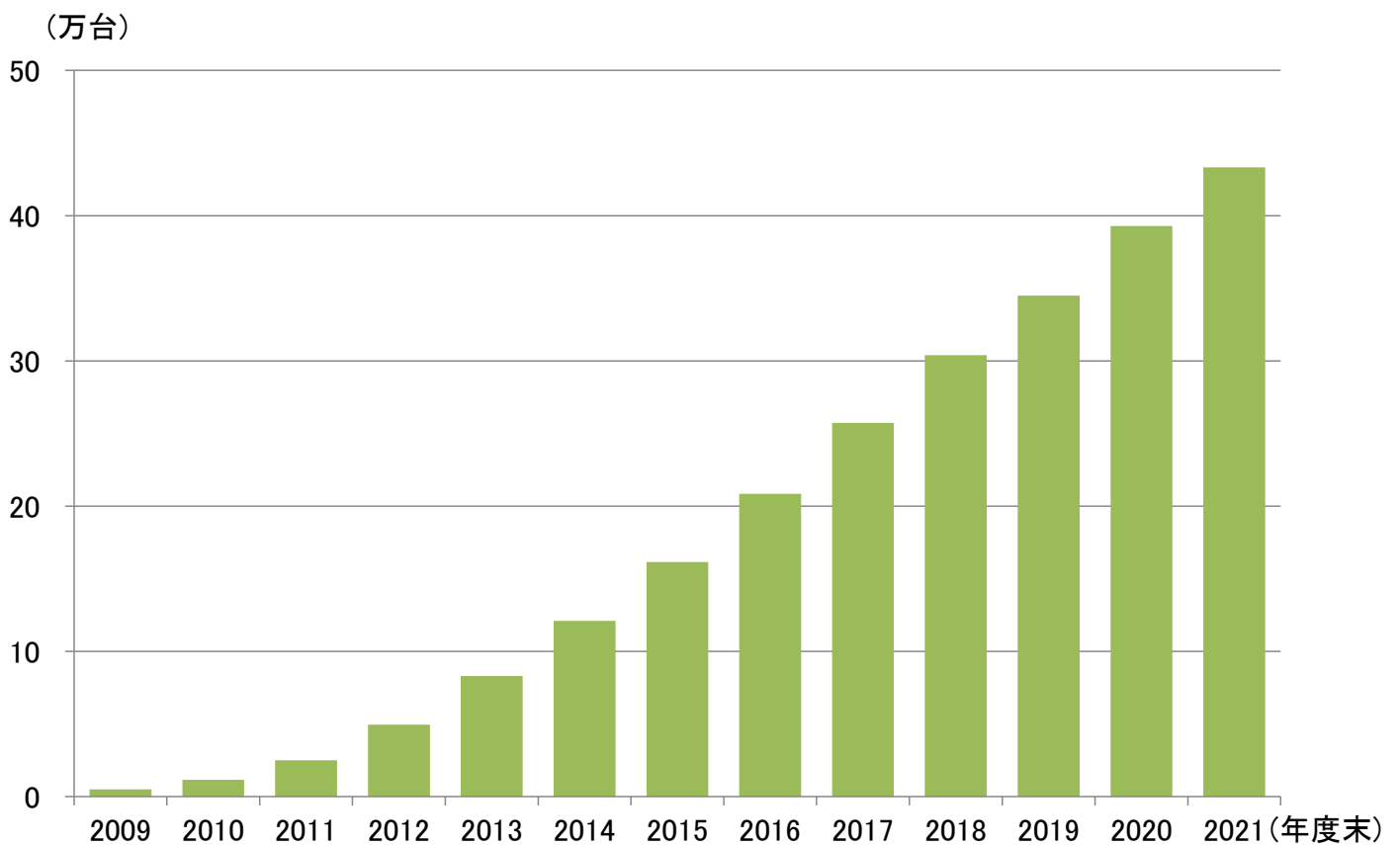
- ① 燃料となる水素は製造原料の代替性が高く、副生水素、原油随伴ガス、褐炭といった未利用エネルギーや、再エネを含む多様な一次エネルギー源から様々な方法で製造可能なこと。
- ② 発電効率が30～60%と高く、また反応時に生じる熱を活用し、コージェネレーションシステム(熱電併給システム)として利用した場合には総合効率が90%以上になり、エネルギー効率が非常に高いシステムであること。
- ③ 発電過程でCO₂や窒素酸化物、硫黄酸化物を排出せず、環境特性に優れたクリーンなエネルギーシステムであること。

日本では、世界に先駆けて2009年5月から一般消費者向けの家庭用燃料電池の本格的な販売が開始されており、2022年3月末時点までに約43.3万台が導入されています(第213-3-3)。

【第213-3-2】燃料電池の原理



【第213-3-3】家庭用燃料電池の累積導入台数の推移



資料:コージェネレーション・エネルギー高度利用センター「コージェネ導入実績報告」を基に作成

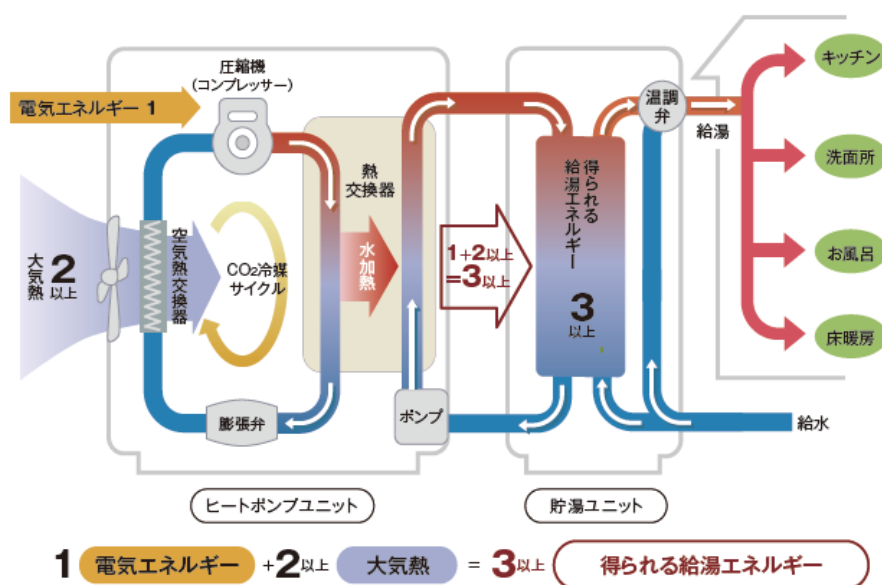
(3) ヒートポンプ

ヒートポンプは冷媒を強制的に膨張・蒸発、圧縮・凝縮させながら循環させ、熱交換を行うことにより、水や空気等の低温の物体から熱を吸収し高温部へ汲み上げるシステムであり、従来のシステムに比べてエネルギー利用効率が非常に高いことが特長です(第213-3-4)。そのため、民生部門でのCO2排出削減に大きく貢献することが期待されています。

また、欧米ではヒートポンプによる熱利用を再エネとして評価する動きもあります。エネルギー供給構造高度化法施行令では、「大気中の熱その他の自然界に存在する熱」が再エネ源として位置付けられました。高効率ヒートポンプの初期費用は比較的高くなることから、市場化・普及までの期間を短縮することが必要です。

日本のヒートポンプは、家庭部門でエアコンの空調に多く導入されていますが、給湯機器や冷蔵・冷凍庫等、様々な製品にも使用されています。また、高効率で大規模施設にも対応できるヒートポンプは、オフィスビルの空調や病院・ホテルの給湯等に利用されていますが、今後は工場や農場等でも普及拡大が期待されています。

【第213-3-4】ヒートポンプ(CO2冷媒)の原理



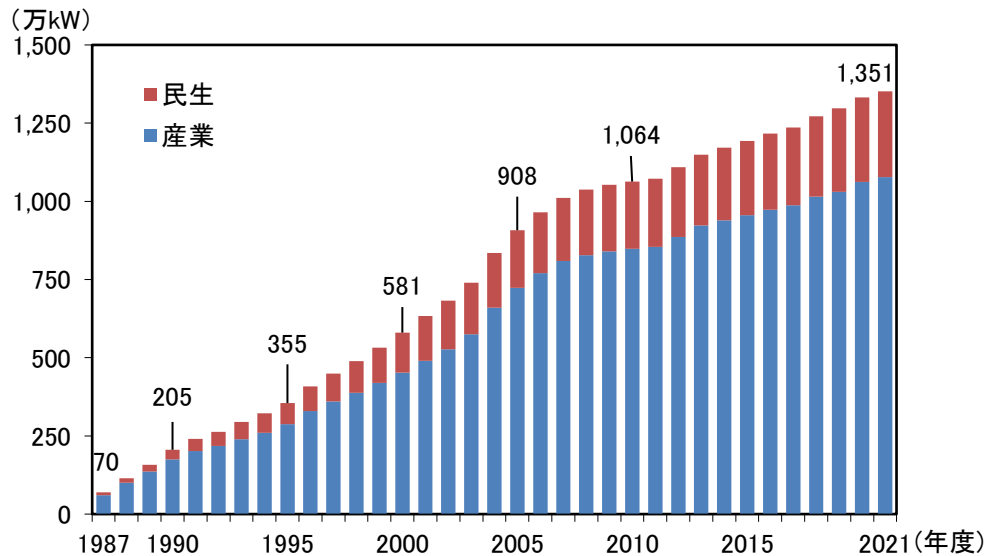
資料:日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集2016」

(4) コージェネレーション

コージェネレーション (Cogeneration) とは、熱と電気 (又は動力) を同時に供給するシステムです。消費地に近いところに発電施設を設置できるため、送電によるロスが少なく、また、発電に伴う冷却水や排気ガス等の排熱を回収利用できるため、エネルギーを有効利用することができます。排熱を有効に利用した場合には、エネルギーの総合効率が最大で90%以上に達し、省エネやCO2の排出削減に貢献できます。

日本におけるコージェネレーションの設備容量は、産業用を中心として着実に増加してきました。民生用では病院、ホテル等の熱・電力需要の大きい業種、産業用では化学、食品等の熱多消費型の業種を中心に導入されてきました。2021年度末におけるコージェネレーションの累計設置容量は、1,351万kWとなりました(第213-3-5)。

【第213-3-5】日本におけるコージェネレーション設備容量の推移



(注) 民生用には、戸別設置型の家庭用燃料電池やガスエンジン等を含まない。

四捨五入による誤差を含む。

資料:コージェネレーション・エネルギー高度利用センター「コージェネ導入実績報告」を基に作成

(5) 廃棄物エネルギー

廃棄物エネルギーとは、再利用及び再生利用がされない廃棄物を廃棄物発電等の熱回収により有効利用したり、木質チップの製造等廃棄物から燃料を製造したりすることができるものです。再エネの1つであるバイオマス系の廃棄物エネルギーだけでなく、化石燃料に由来する廃棄物エネルギーについても有効活用を行う意義があります。

廃棄物エネルギーの利用方法としては、廃棄物発電、廃棄物熱供給、廃棄物燃料製造が挙げられます。2020年度末における日本の廃棄物発電(一般廃棄物に限る)の施設数は387で、1,056に上る全一般廃棄物焼却施設の36.6%を占めました。また、発電設備容量は合計で207.9万kWに達しました³³。

³³ 環境省「一般廃棄物処理事業実態調査結果(令和2年度)

第4節 二次エネルギーの動向

1. 電力

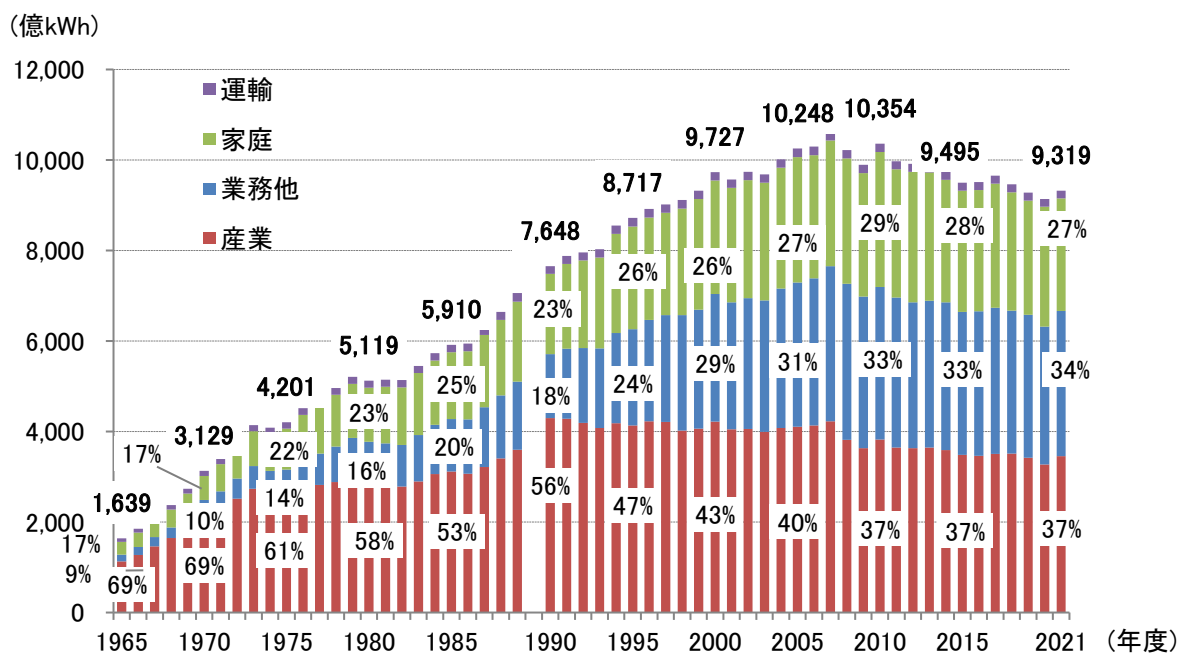
(1) 消費の動向

電力消費は、第一次石油危機が発生した1973年度以降も着実に増加し、1973年度から2007年度までの間に2.6倍に増大しました。その後、2008年度から2009年度にかけては世界的金融危機の影響で経済が低迷し、企業向けを中心に電力消費が減少に転じました。2010年度は、景気の回復とともに前年度比4.7%の増加となり、電力消費量は1兆354億kWhを記録しました。しかし、東京電力福島第一原子力発電所事故を端に、電力需給がひっ迫する中で電力使用制限令の発令や節電目標の設定もあり、2011年度は、前年度比で3.7%減少し、その後は減少傾向となりました。2021年度は新型コロナウイルス感染症からの経済回復等により前年度比2.0%増の9,319億kWhとなりました。

部門別の動向を見ると、産業部門が電力を最も多く消費していますが、素材産業の生産の伸び悩みと省エネの進展等により、1990年度以降は減少傾向にあり、2021年度は1990年度に比べ19.6%減となりました。電力消費の増加を長期的にけん引してきたのは業務他部門や家庭部門です。業務他部門では、事務所ビルの増加やOA機器の急速な普及等により電力消費が増加しました。家庭部門ではエアコンや電気カーペット等の冷暖房機器を始めとした家電の急速な普及等により電力消費が増加しました(第214-1-1)。

なお、最終エネルギー消費における電力化率は、1970年度には12.7%でしたが、2021年度には27.2%に達しました(第211-3-3参照)。

【第214-1-1】部門別電力最終消費の推移



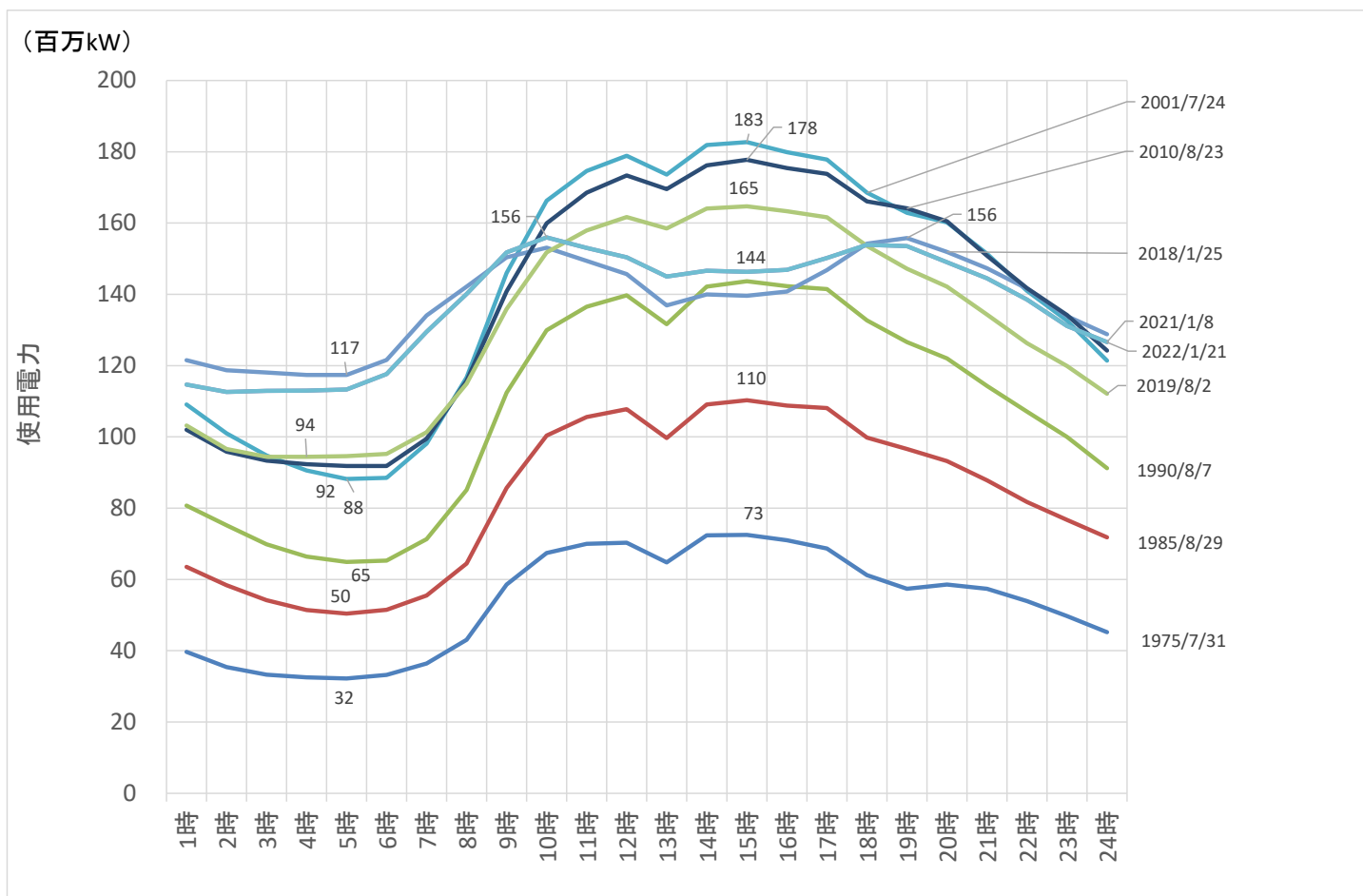
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 民生は家庭部門及び業務他部門(第三次産業)。産業は農林水産鉱建設業及び製造業。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

電気の使用状況には、季節や昼夜間で大きな差があります。特に近年では、冷暖房需要の有無等により、夏季・冬季と春季・秋季の使用状況の差が大きくなっています(第214-1-2、第214-1-3)。

【第214-1-2】最大電力発生日における1日の電気使用量の推移(10電力³⁴計)

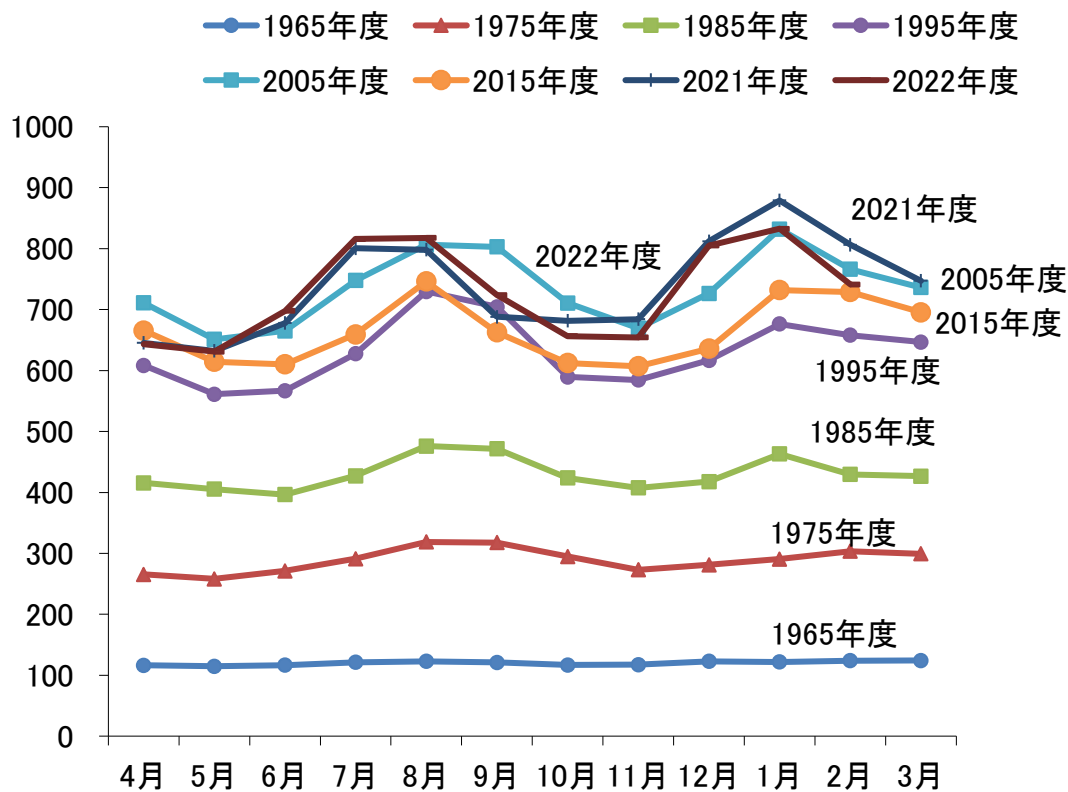


(注) 1975年度は沖縄電力を除く。

資料: 電力広域的運営推進機関「系統情報サービス」

³⁴ 北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力。

【第214-1-3】1年間の電気使用量の推移



(注1) 2015年度までは10電力計。ただし、1965、1975、1985年度は沖縄電力を除く。

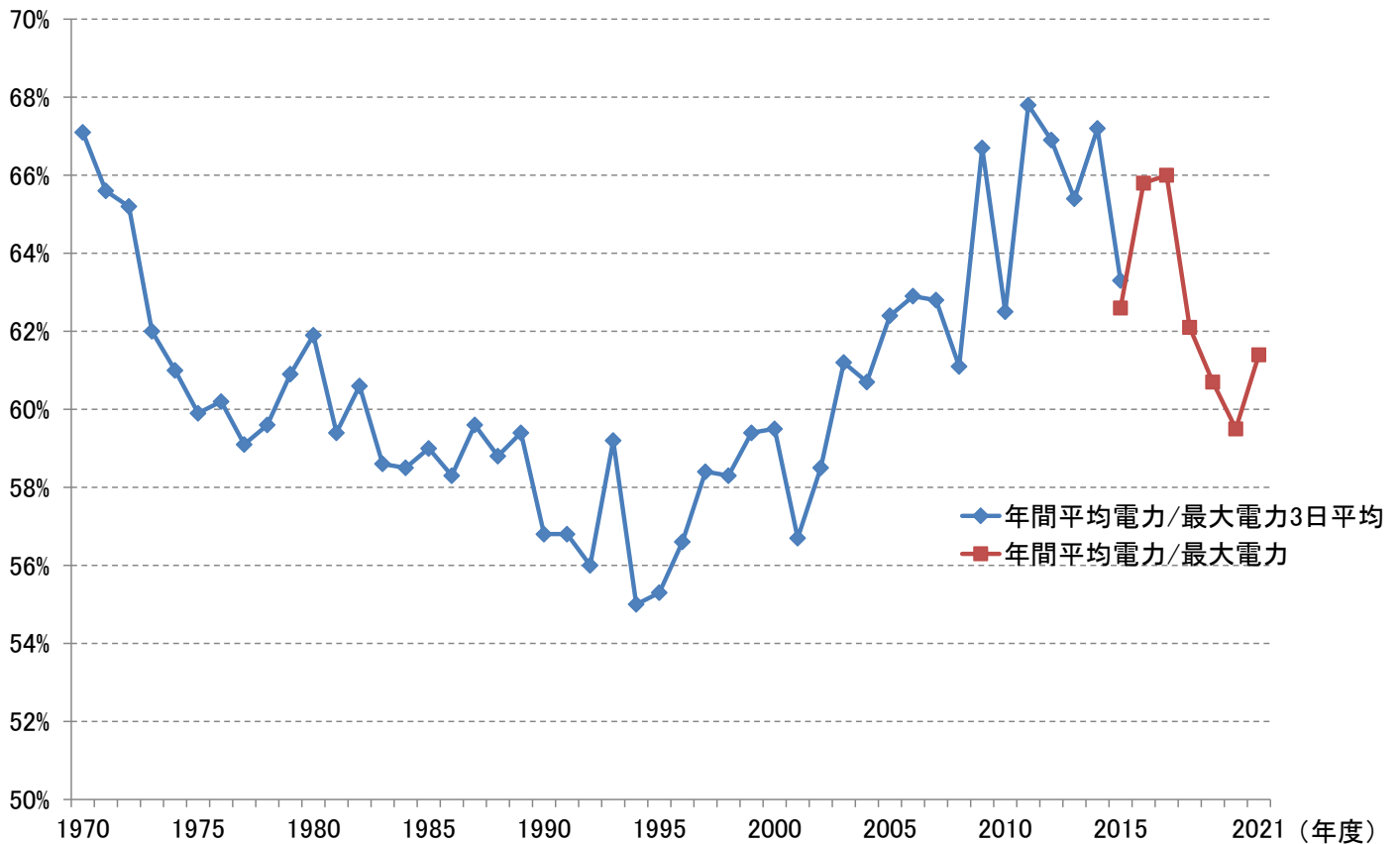
(注2) 2017年度以降は10エリア計。

資料:2015年度までは電気事業連合会「電力需要実績」、2017年度以降は電力広域的運営推進機関「需給関連情報」を基に作成

電力は、需要と供給が常に一致している必要があります。需要と供給が一致していないと、周波数が乱れてしまい、電気の供給を正常に行えなくなり、場合によっては停電にもつながります。そのため、電力供給システムの安定化、信頼性向上のためには、季節や時間帯を通じた電力負荷の平準化対策が重要になります。発電設備の利用効率を表す年負荷率(年間の最大電力に対する年間の平均電力の比率)を見ると、1970年代には概ね60%を上回る水準で推移していましたが、その後、50%台にその水準が低下しました。2000年代半ば以降、負荷平準化対策を進めたことにより、日本の年負荷率は改善され、60%台に持ち直しました。なお、年ごとの負荷率は夏季の気温の影響も大きく受けており、冷夏であった2009年度は、年間の最大電力が抑えられたことで66.7%と高い値となりましたが、一方で記録的な猛暑となった2010年度には、年間の最大電力が増加したことで62.5%まで下がりました。東日本大震災以降は、省エネ機器の導入とピークカットの推進により、2011年度には67.8%と高い値を記録しました。その後は、新型コロナウイルス感染症の影響により経済社会活動の低下等があった2020年度を除いて、60%を上回る水準を維持しています。(第214-1-4)。

日本の年負荷率を他の主要国と比較すると、2020年時点では、英国、フランス、カナダには劣るものの、米国と同等の水準となっています(第214-1-5)。

【第214-1-4】日本の年負荷率の推移



資料:年間平均電力/最大電力3日平均(2015年度まで)は電気事業連合会「電気事業便覧」、年間平均電力/最大電力(2015年度から)は電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力系統に関する概況」を基に作成

【第214-1-5】主要国の年負荷率比較(2020年)

(%)				
英国	フランス	米国	カナダ	日本
65.7	62.9	59.9	66.7	59.5

資料:海外電力調査会「海外電気事業統計」(2022年版)を基に作成

(2) 供給の動向

日本では、1973年の第一次石油危機を契機として、電源の多様化が図られてきました。

2021年度の電源構成は、LNGが34.4%(3,555億kWh)、石炭が31.0%(3,205億kWh)、新エネ等が12.8%(1,317億kWh)、水力(揚水含む)が7.5%(778億kWh)、石油等が7.4%(764億kWh)、原子力が6.9%(708億kWh)となりました。2020年度と比べると、LNGと水力のシェアが低下する一方で、新エネ等、石油等、原子力のシェアが増加しました(第214-1-6)。

原子力については、1955年に「原子力基本法(昭和30年法律第186号)」に基づき着手され、1966年に初の商業用原子力発電所である日本原子力発電所東海発電所(16.6万kW)が営業運転を開始し、2010年度には原子力の発電量が2,882億kWhとなりました。その後、東日本大震災の影響により、2013年9月以降、原子力発電所の停止が続いていましたが、2015年8月に九州電力川内原子力発電所1号機が運転を再開し、順次原子力発電所の再稼動が進んでいます。同様に九州電力

川内原子力発電所2号機が2015年10月、関西電力高浜発電所3・4号機が2016年1月と同年2月、四国電力伊方発電所3号機が2016年8月、関西電力大飯発電所3・4号機が2018年3月と同年5月、九州電力玄海原子力発電所3・4号機が2018年3月と同年6月、関西電力美浜発電所3号機が2021年6月に再稼働に至っており、2022年12月現在、計10基が再稼働されています。

石炭については、確認可採埋蔵量が豊富で、比較的政情が安定している国々に広く存在しているため、供給安定性に優れており、石油・LNG等より相対的に安価なエネルギー源です。日本では、二度の石油危機を機に、石油中心のエネルギー供給構造からの転換の一環として、石炭火力発電の導入が図られてきました。

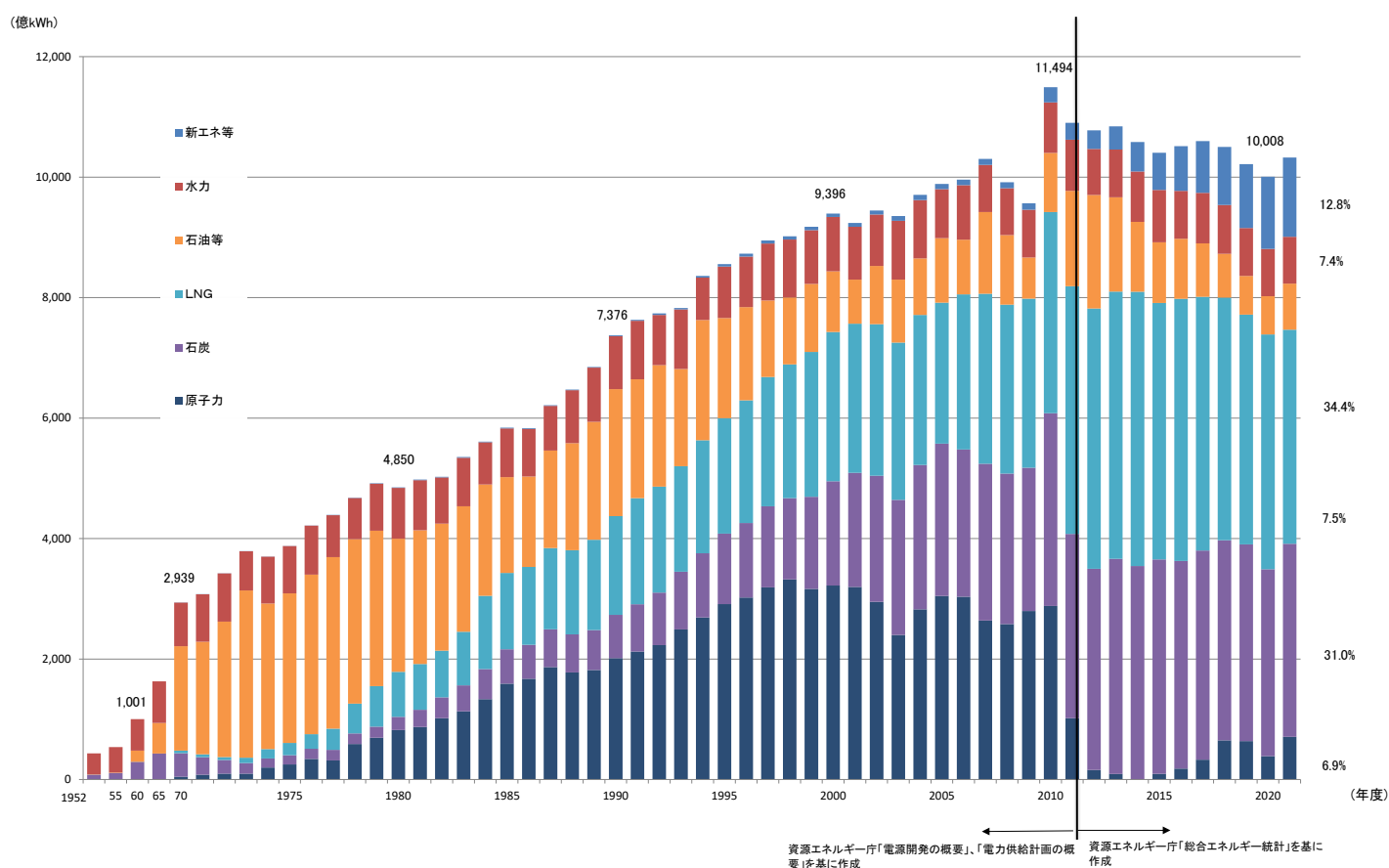
LNGについては、1969年にアラスカから日本に初めて導入されて以来、安定的かつクリーンなエネルギーとしての特性を活かし、環境規制の厳しい都市圏での大気汚染防止対策上、極めて有効な発電用燃料として導入が進んできました。特に2011年度以降は、原子力発電の代替としての利用が進みました。

石油による発電は、1980年代前半以降、石油代替エネルギーの開発・導入等により減少基調で推移しました。2011年度以降、原子力発電所の稼働率の低下等を補うため発電量が一時増加しましたが、その後は、原子力発電所の再稼働や再エネの普及の影響等により再度減少しています。

水力については、戦前から開発が始まりました。1960年代には、大規模水力発電所に適した地点での開発はほぼ完了し、その後の発電電力量は横ばいの状態が続いています。

新エネ等については、固定価格買取(FIT)制度が導入された2012年から発電電力量の増加が加速し、2012年度には309億kWhでしたが、2021年度には前年度から9.8%増加して1,317億kWhとなっています。

【第214-1-6】発電電力量の推移



（注）1971年度までは沖縄電力を除く。

発電電力量の推移は、「エネルギー白書2016」まで、旧一般電気事業者を対象に資源エネルギー庁がまとめた「電源開発の概要」及び「電力供給計画の概要」を基に作成してきたが、2016年度の電力小売全面自由化に伴い、自家発電を含む全ての発電を対象とする「総合エネルギー統計」の数値を用いることとした。

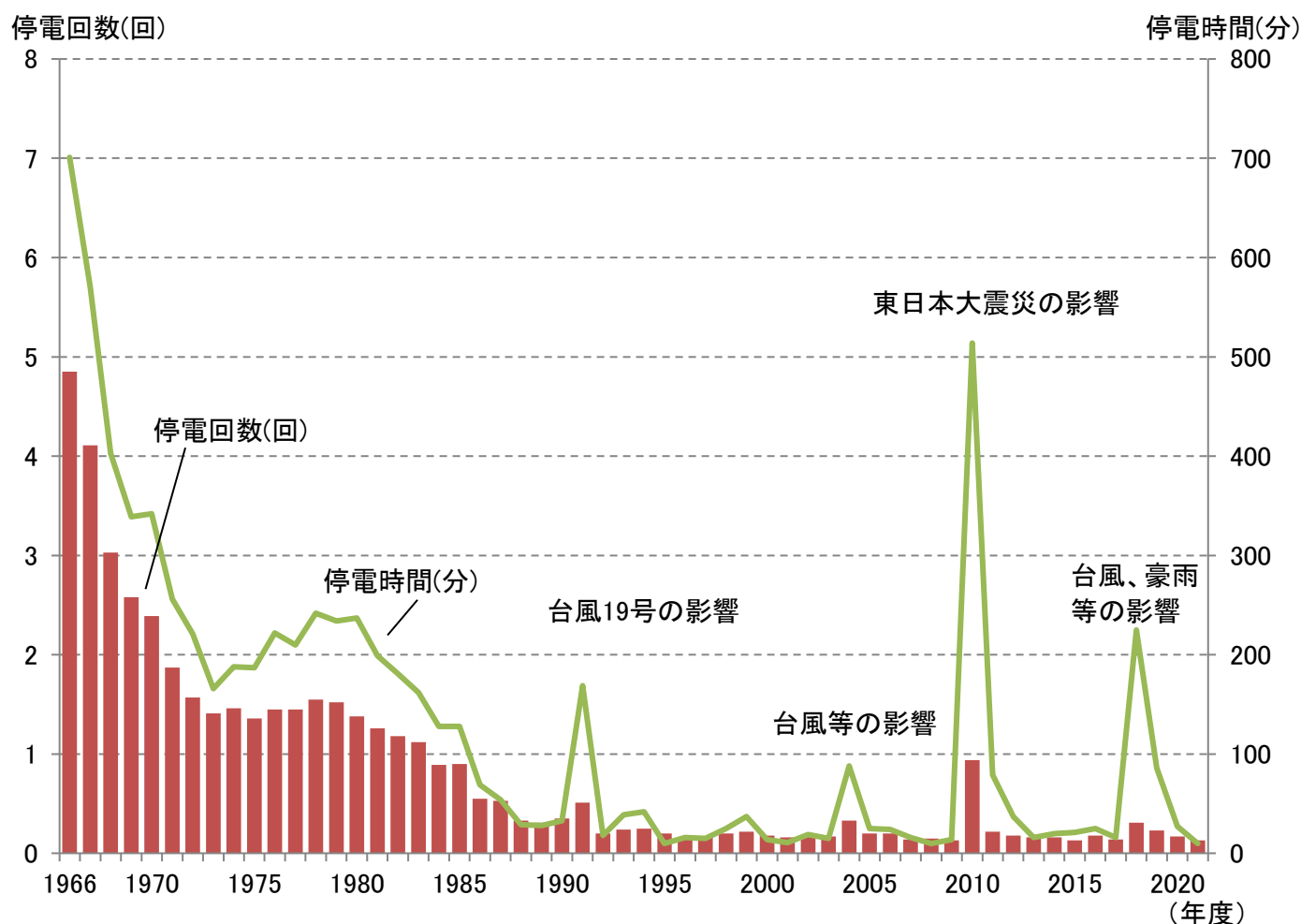
なお、「総合エネルギー統計」は、2010年度以降のデータしか存在しないため、2009年度以前分については、引き続き、「電源開発の概要」及び「電力供給計画の概要」を基に作成している。

電気の品質を図る指標の一つである停電時間及び停電回数については、現在、日本は世界トップレベルの水準を維持しています(第214-1-7)。これは、電気事業者が発電所の安定した運転や、送配電線の整備や拡充に努めていることに加え、最新の無停電工法の導入や迅速な災害復旧作業等による事故停電の発生回数の減少、そして発生した場合の1事故当たりの停電時間の短縮に取り組んでいることによるものと考えられます。

しかし、2018年度は、北海道胆振東部地震に伴う大規模な停電等、自然災害による停電が多発したことで、年間停電回数は0.31回、停電時間は225分と増加しました。2019年度も、千葉県を中心とした台風15号等自然災害による停電が発生し、年間停電回数は0.23回、停電時間は86分となり、過去5年平均を上回りました。2020年度、2021年度は、台風や地震の影響が少なく、停電回数・停電時間共に過去5年平均を下回りました。

政府は一連の災害が電力供給に大きな支障をもたらしたことを踏まえ、電力インフラにおけるレジリエンスの重要性とともに、レジリエンスの高い電力システム・インフラの在り方について検討を進めています。

【第214-1-7】低圧電灯需要家1軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移



(注1) 2015年度までは10電力計。ただし、1988年度までは沖縄電力を除く。

(注2) 2016年度以降は一般送配電事業者計。

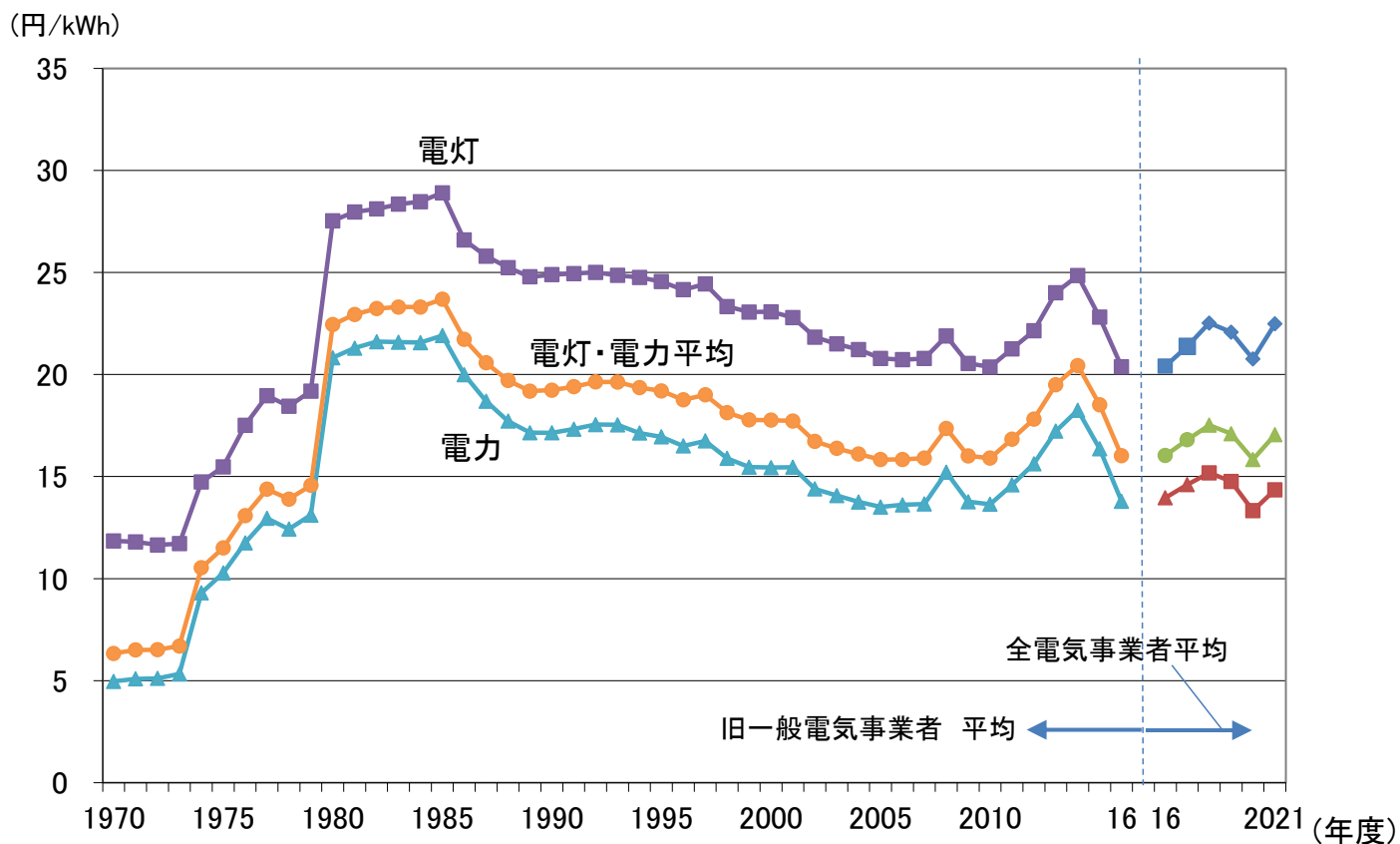
資料:2015年度までは電気事業連合会「電気事業のデータベース」、2016年度以降は電力広域的運営推進機関「電気の質に関する報告書」を基に作成

(3) 価格の動向

電気料金は、石油危機後には石油火力による発電が主流だったこともあり急上昇しましたが、その後は低下傾向となりました。その後、2011年度以降は原子力発電所の稼働停止、燃料価格の高騰等に伴う火力発電費用の増大の影響等により、再び電気料金が上昇しました。その後、2015年度から2016年度にかけては、燃料価格の低下に伴う火力発電費用の減少等により、再び低下傾向となりました。

より、電気料金は一時的に低下しましたが、2017年以降は増加と減少を繰り返しています。2021年度は、電灯・電力の平均で前年度比7.6%増となりました(第214-1-8)。

【第214-1-8】電気料金の推移



(注1) 2016年度以前は旧一般電気事業者10社を対象。2016年度以降は全電気事業者を対象。

(注2) 電灯料金は、主に一般家庭部門における電気料金の平均単価で、電力料金は、各時点における自由化対象需要分を含み、主に工場、オフィス等に対する電気料金の平均単価。平均単価は、電灯料収入、電力料収入をそれぞれ電灯、電力の販売電力量(kWh)で除したもの。

(注3) 再エネ賦課金は含まない。

資料: 電気事業連合会「電力需要実績」、「電気事業便覧」、電力・ガス取引監視等委員会「電力取引の状況(電力取引報結果)」を基に作成

(4) 電力小売全面自由化の動向

電力小売事業は、2016年度から全面自由化されました。電力の小売自由化は2003年に始まり、その後、小売自由化の対象は、大規模工場やデパート、オフィスビル等から中小規模工場や中小ビル等へと拡大しました。そして2016年度からは、家庭や商店等においても電力会社を自由に選べるようになりました。

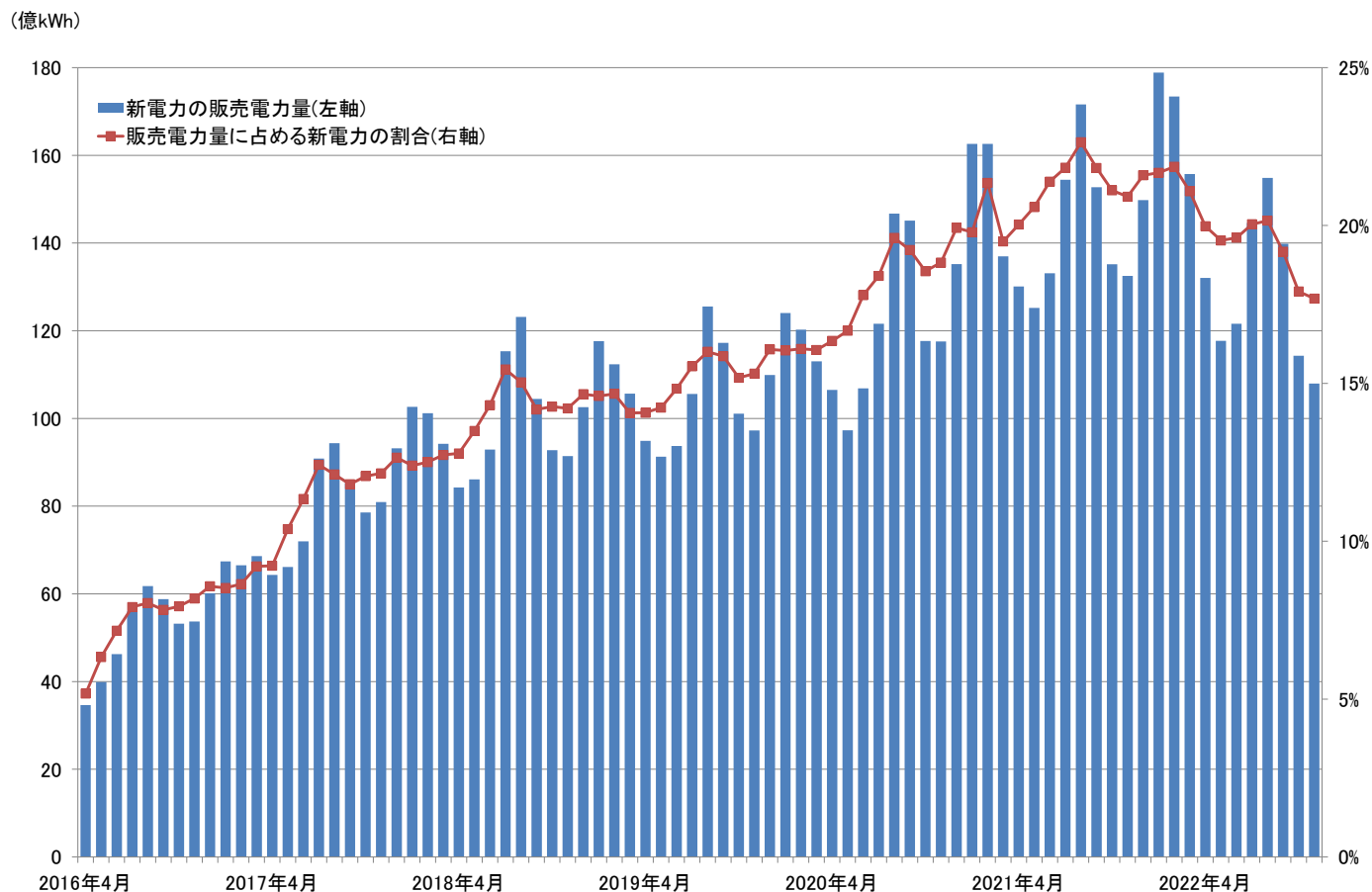
2016年4月末時点での登録小売電気事業者数は291事業者でしたが、2023年3月7日時点では723事業者に増加しました。また、旧一般電気事業者を除く登録小売電気事業者及び特定送配電事業者(以下「新電力」という。)による販売電力量は、2016年4月においては約35億kWhと販売電力量全体の5.2%でしたが、2022年11月には108.6億kWhと販売電力量全体の17.7%となっています(第214-1-9)。

用途別では、特に高圧、低圧で新電力の割合が高く、2022年11月時点では、高圧が20.2%、低圧が25.2%となっています。2021年度の地域別の新電力の割合は、東京が30.4%、関西が23.6%となっており、都市部で競争が高まる一方、沖縄では10.5%となりました。

また、一般家庭が主な対象となる電力契約の供給者変更(以下「スイッチング」という。)申込件数は、2016年4月末時点では81万9,500件でしたが、2022年11月末時点では2,756万件まで増加しており、全体の44.0%が電力契約の切替えを申し込ん

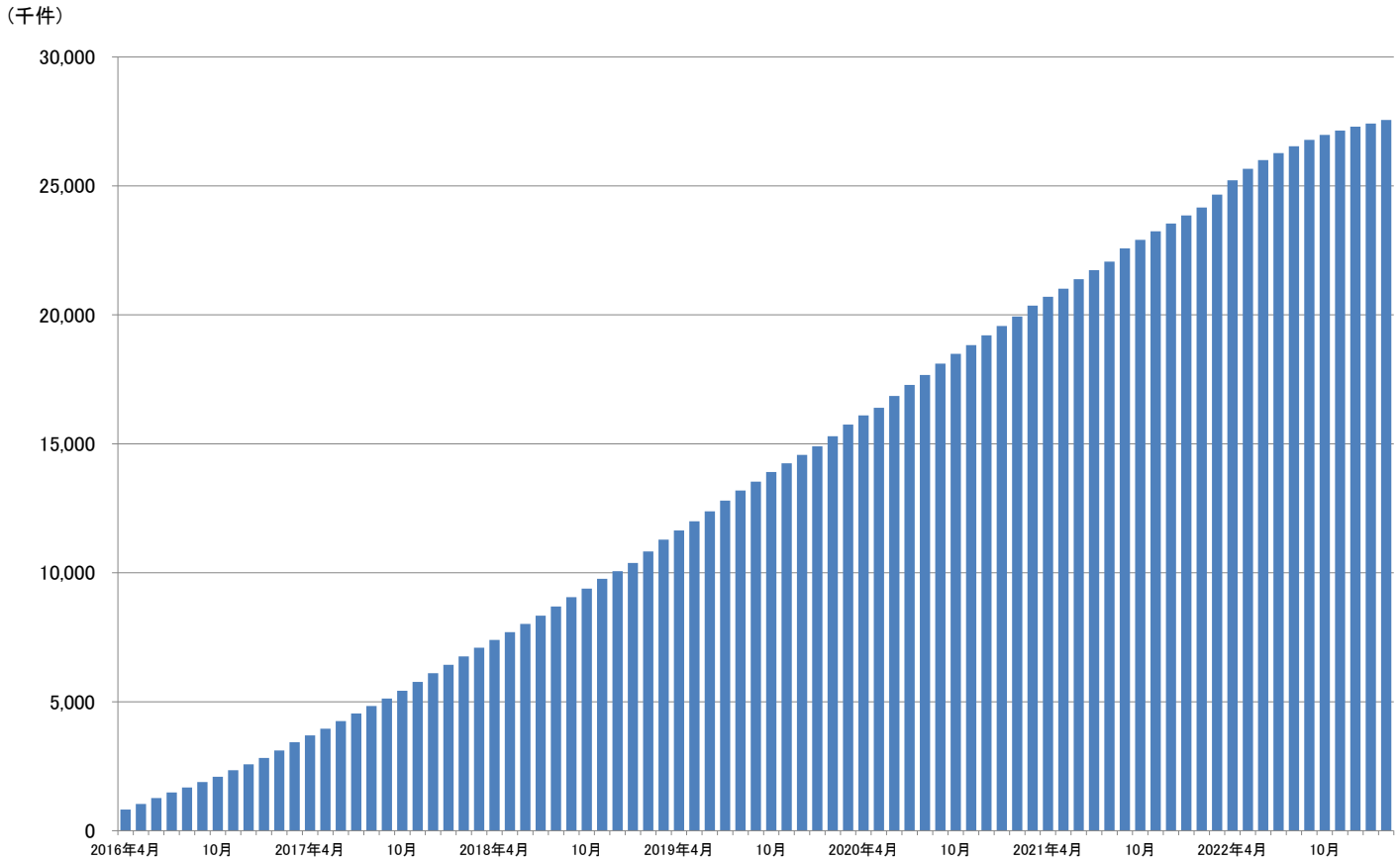
だことになります(第214-1-10)。地域別のスイッチング率は、2023年2月末時点で、関西で約57.5%、東京で約54.5%、北海道で約44.9%、九州で約29.9%、沖縄では約18.2%となっています。

【第214-1-9】新電力の販売電力量と販売電力量に占める割合の推移



資料:資源エネルギー庁「電力調査統計」を基に作成

【第214-1-10】電力契約のスイッチング申込件数の推移



(注) 各月末時点の累計件数。

資料: 電力広域的運営推進機関「スイッチング支援システムの利用状況について」を基に作成

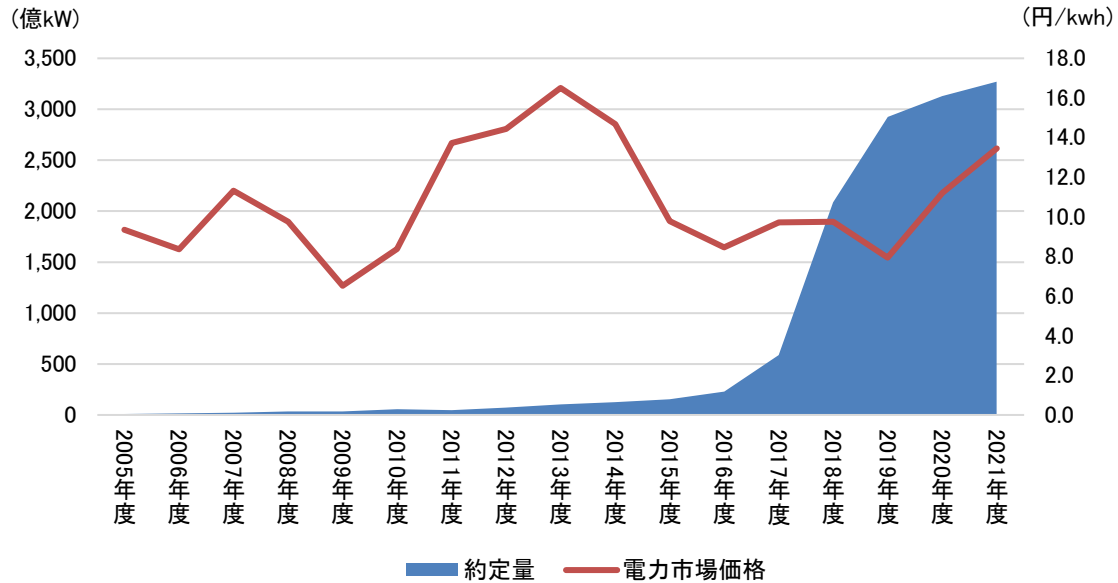
(5) 電力市場の動向

電力小売全面自由化により、小売事業者間の競争は活性化しましたが、新規参入者が小売市場における競争に参加しやすくなるためには、必要な供給力を電力市場から確保できる環境整備が必要となります。電力市場の厚みが増すことにより、新規参入者にとっては、供給元が多様化するとともに、取引価格の安定化等が期待されます。加えて、電力市場の厚みの向上は、透明性・客観性の高い電力価格指標の形成にも資するため、電力取引の活性化や、発電における投資回収の見通し向上といった効果も期待されます。

現在、日本では、電力の価値別に様々な電力市場が整備されています。実際に発電された電気(kWh価値)は、卸電力市場で取引されます。前日スポット市場は、2005年度に開始した日本初の電力市場で、翌日に受渡する電気の取引を行います。2005年の取引開始以降、しばらくは取引量が少ない時代が続きましたが、2017年4月に「グロスビディング」と呼ばれる、旧一般電気事業者の発電部門がグループ内取引をしている電力の一定量を卸電力市場に放出する仕組みが開始されて以降、大幅に拡大しました。

卸電力価格は、2011年の東日本大震災以降、化石燃料の輸入増により上昇傾向にありましたが、2014年以降は国際燃料価格等と連動し低下傾向にありました。しかしながら、2020年以降は電力の需給ひっ迫や、2021年末からの国際燃料価格の高騰等により、再び卸電力価格は上昇傾向にあります(第214-1-11)。

【第214-1-11】スポット市場の推移

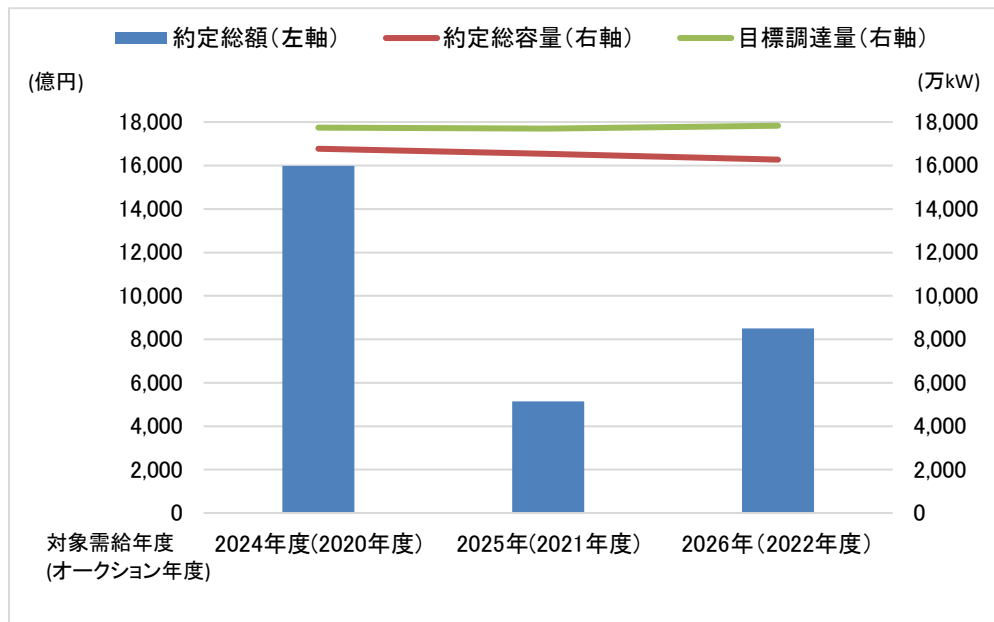


資料: 日本卸電力取引所「取引状況」を基に作成

その他の卸電力市場として、時間前市場では、前日スポット市場による電気の取引後、発電機のトラブルや需要の急増といった需給の誤差に対応するための取引を行います。また2019年度より開始した先物市場は、価格変動リスクをヘッジするため、電力先物取引を行います。同様に2019年度より開始したベースロード市場は、新電力がベースロード電源(石炭、原子力、一般水力(流れ込み式)等)にアクセスできるように開設されました。

2020年度からは、発電することができる能力(kW価値)を取引する場として、新たに容量市場の入札が開始されました。容量市場は、再エネの主力電源化を実現するために必要な調整力の確保や、中長期的な供給力不足に対処することを目的として創設されました。容量市場では、4年後の電力の供給力を取引します。2020年に行われた初めてのオークションでは、上限価格に近い高値を記録しましたが、2021年と2022年のオークションでは低下しました。一方、調達量に関しては、オークション開始以来、目標調達量の90%以上を確保しています(第214-1-12)。

【第214-1-12】容量市場の入札結果の推移

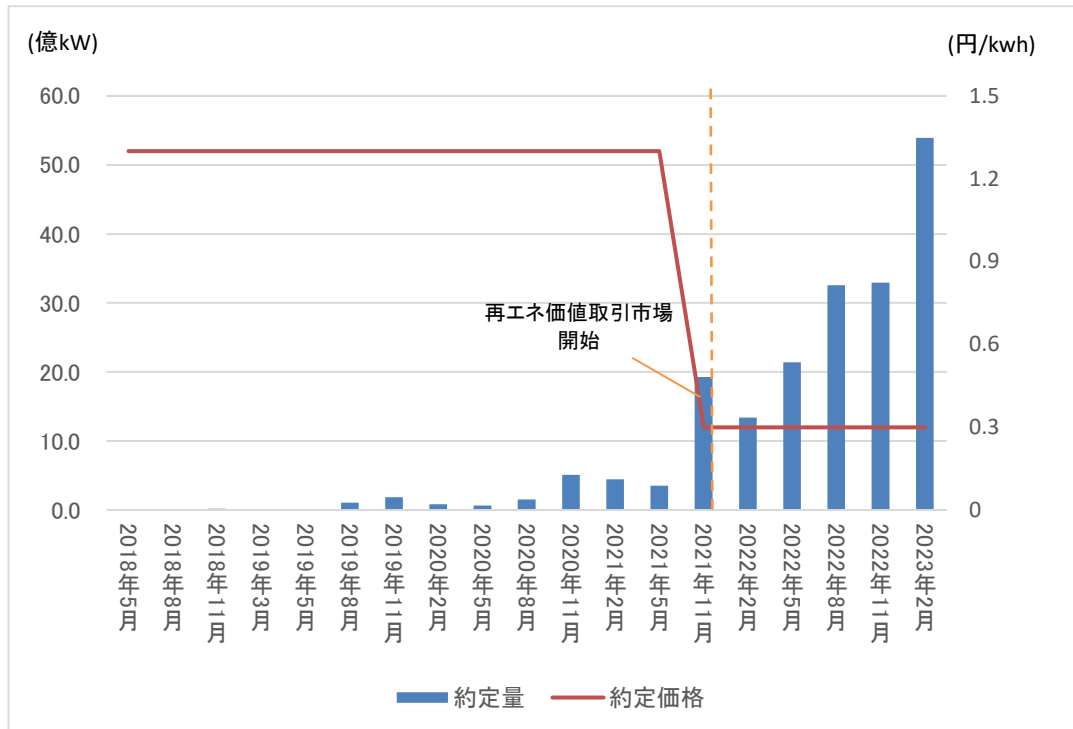


資料：電力広域的運営推進機関「容量市場メインオークション約定結果」を基に作成

2021年度からは、短時間で需給調整できる能力(ΔkW価値)を取引する市場として、需給調整市場が開始されました。電力は貯めておくことが難しいため、常に需要と供給を一致させる必要があり、需要の変化にあわせて発電所等で需要と供給を一致させるために必要な電力を調整力といいます。調整力は、2016年4月以降、各地域の一般送配電事業者が公募によって調達を行ってききましたが、2021年4月からは全国一体の需給調整市場で取引されています。需給調整市場の商品は大きく5つあり、2021年4月からは応動時間の最も遅い3次調整力②の取引が、2022年4月からは3次調整力①の取引が開始されており、今後、2024年度までに全ての取引が開始される予定となっています。

その他に非化石電源で発電された環境価値を取引する市場として、非化石価値取引市場が開設されています。従来の卸電力取引市場では、非化石電源と化石電源を区別せず取引を行っていました。他方で、小売事業者にはエネルギー供給構造高度化法において非化石電源比率を2030年度に44%以上にすることが求められています。また、「RE100」のようなイニシアティブに参加する需要家からは、非化石電源の購入ニーズが高まっています。こうした背景の下、2018年度より非化石価値取引市場は開始されました。当初は、FIT電源の非化石証書のみを取引していましたが、2020年度からは非FIT電源の非化石証書の取引が開始されました。さらに、2021年度からは、FIT証書を取引する「再エネ価値取引市場」と、非FIT(再エネ指定)証書と非FIT(再エネ指定なし)証書を取引する「高度化義務達成市場」に分割されました。2018年の開始当初の取引量は限られていましたが、2020年度よりエネルギー供給構造高度化法の中間目標が設定され、また2021年度より再エネ価値取引市場に需要家や仲介業者が参加できるようになったことから、取引量は急速に拡大しています(第214-1-13)。

【第214-1-13】非化石価値取引市場(FIT証書)の推移



資料：日本卸電力取引所「取引状況」を基に作成

(注)2021年11月以降は、再エネ価値取引市場に名称変更

2.ガス

(1)全体

日本のガス供給の主な形態として、2016年度までは「ガス事業法(昭和29年法律第51号)」で規制されていた①一般ガス事業、②ガス導管事業、③大口ガス事業(以下この3つを「都市ガス事業」という。)、④簡易ガス事業が存在しました。また、「液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律(昭和42年法律第149号)」で規制されている⑤液化石油ガス販売事業(以下「LPガス販売事業」という。)等の形態が存在しました。その後、都市ガス小売全面自由化を踏まえたガス事業法の改正により、都市ガス事業は2017年4月から事業類型が変更されています(第214-2-1)。

【第214-2-1】ガス事業の主な形態

・2007～2016年度

事業区分	製造方式	供給形態	適用法令
一般ガス事業	液化天然ガス(LNG)やLPガスなどから、大規模な設備を用いてガスを製造。	供給区域を設定し、効率的な導管網を整備することにより、その規模の経済性を発揮しつつ、一般の需要に応じてガスを供給。	ガス事業法
ガス導管事業	規定なし	国産天然ガス事業者や電気事業者など、一般ガス事業者以外の主体が一定規模以上の供給能力を有する導管を保有または運営し、大口供給や卸供給を行う。	
大口ガス事業	規定なし	一般ガス事業者、簡易ガス事業者、ガス導管事業者以外の主体が大口供給(年間契約使用量10万m ³ 以上のガス供給)を行う。	
簡易ガス事業	LPガスボンベを集中するなどの簡易な設備によってガスを製造。	一定規模(70戸以上)の団地等に供給地点を設定し、一般の需要に応じて簡易なガス発生設備においてガスを発生させ、導管により供給。	
LPガス販売事業	LPガスのボンベ等を集中または個別に設置してガスを製造。	戸別のボンベ配送等による供給、または一団地(69戸以下)に簡易なガス発生設備を通じて発生したガスを導管で供給。	液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律

・2017年度以降

事業区分	事業形態	適用法令
ガス製造事業(LNG基地事業)	自らが維持・運用する液化ガス貯蔵設備(LNGタンク)等を用いて、ガスを製造する事業。	ガス事業法
一般ガス導管事業	自らが維持・運用する導管を用いて、その供給区域において託送供給を行う事業。	
特定ガス導管事業	自らが維持・運用し一定の要件を満たす中高圧の導管を用いて、特定の供給地点において託送供給を行う事業。	
ガス小売事業	小売供給を行う事業。	
LPガス販売事業	戸別のボンベ配送等による供給、または一団地(69戸以下)に簡易なガス発生設備を通じて発生したガスを導管で供給する事業。	液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律

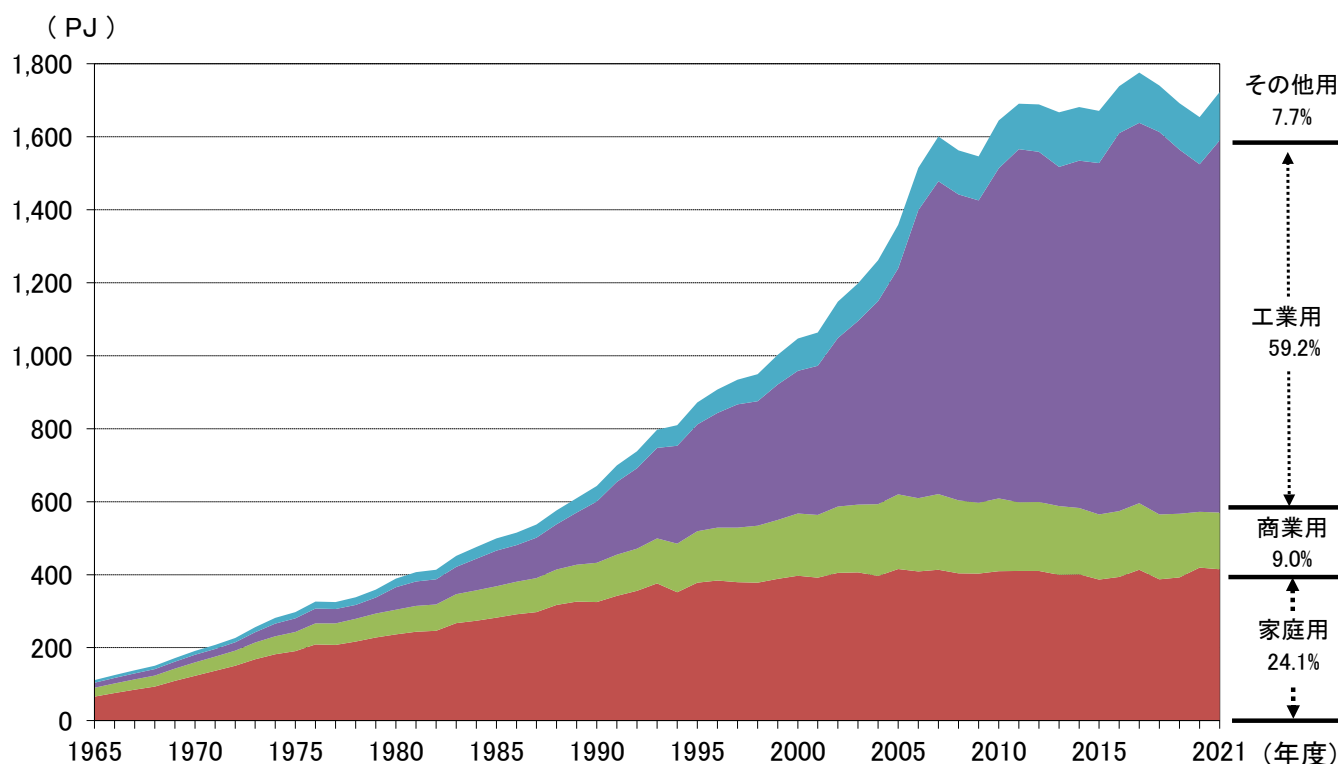
(2) 都市ガス事業

①消費の動向

都市ガスの販売量の推移を見ると、2000年代後半まで、家庭用・工業用・商業用の全てで増加してきたことがわかります。その構成の推移を見ると、かつて消費の中心であった家庭用のシェアは、1990年代以降、5割を下回る一方、工業用のシェアが急速に増大しており、工業用のシェアは2006年度には5割を上回りました。2000年代半ば以降は、家庭用、商業用の販売量が横ばいとなっており、工業用の販売量の増加傾向も鈍化しているため、消費総量の伸びは緩やかになっています。2021年度の総販売量は、商業用、工業用、その他用が前年度より増加した影響により、前年度比で4.1%上昇しました。2001年度から2021年度までの21年間で見ると、家庭用・商業用・その他用は約1.1倍に、工業用は2.5倍に拡大しました(第214-2-2)。

用途別に増減要因を見ると、都市ガス需要家件数の9割強を占める家庭用では、近年、高効率給湯器等の省エネ機器の普及に伴い、需要家当たりの消費量が減少傾向にありましたが、その一方で継続的な新規需要家の獲得や都市ガス利用機器の普及拡大により、販売量をカバーしてきました。一方、工業用では、LNGを導入した大手都市ガス事業者による産業用の大規模・高負荷需要(季節間の使用量変動が少ない等)を顕在化させる料金制度の導入等により、1980年以降、大規模需要家へのガス導入が急速に進んだことに加えて、ガス利用設備の技術進展や気候変動問題への対応等により、需要家当たりの消費量が伸びたことで、大幅な消費量の増加につながりました。

【第214-2-2】用途別都市ガス販売量の推移



(注1) 全都市ガス事業者。

(注2) 1996年度から2005年度までの用途別販売量は日本エネルギー経済研究所推計。

資料: 経済産業省「ガス事業生産動態統計調査」等を基に作成

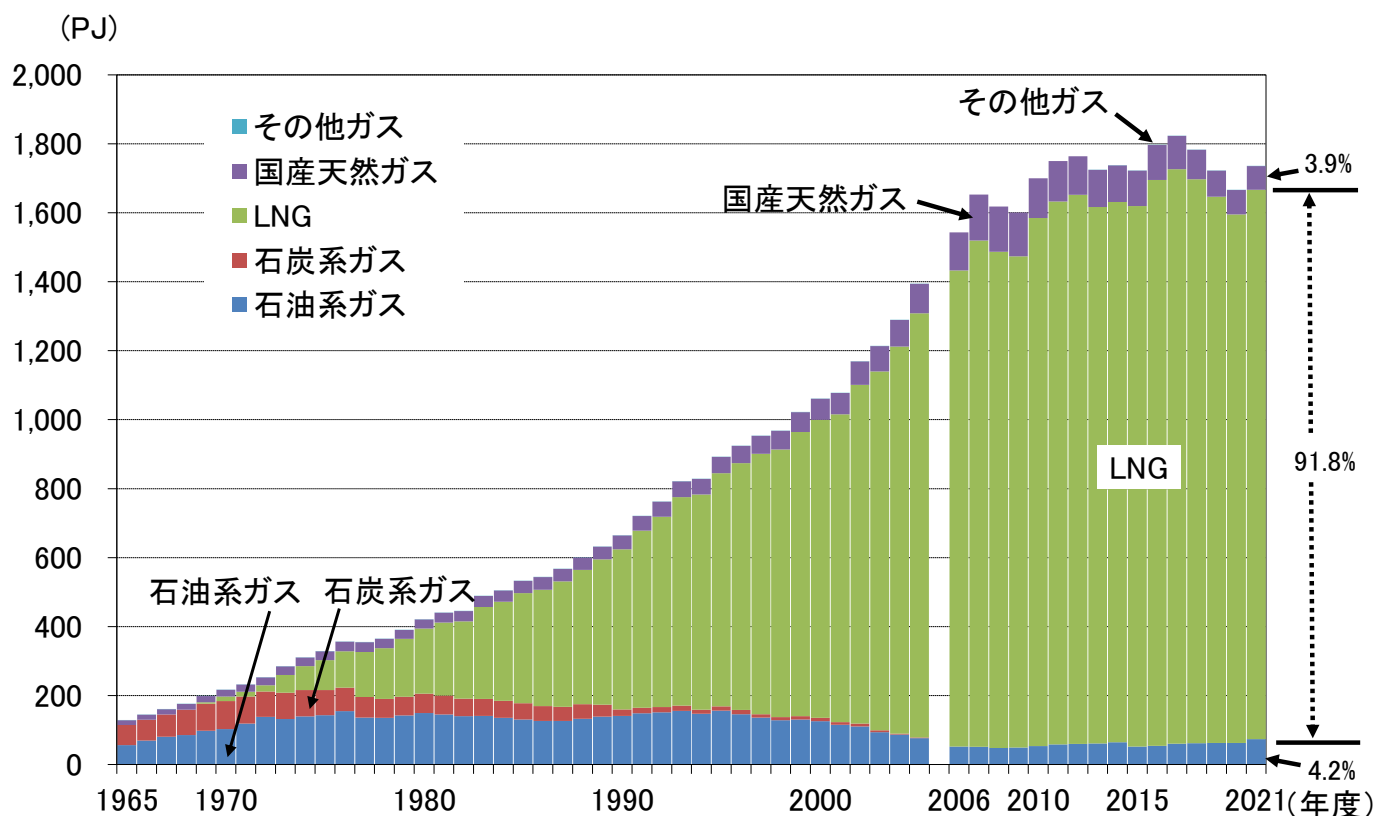
②供給の動向

都市ガス事業における原料は、その主体を石炭系ガスから石油系ガスに、石油系ガスから天然ガスへと変遷を遂げてきました。天然ガスは、一部の国産天然ガスを除き、その大部分が大手一般ガス事業者を中心としたLNG輸入プロジェクト(海外の産出先との長期契約)により調達されてきました。原料に占める天然ガスの割合は年々高まり、1980年代に入って50%を超え、2021年度では、約96%を占めました(第214-2-3)。

また、ガス事業者のガスの調達方法として、大手事業者等では上記のように海外からLNGを調達していますが、石油系のガスを主な原料としている事業者では石油元売事業者からLPガスを調達しています。他のガス事業者や国産天然ガス事業者等から卸供給を受ける場合もあります。

一方、ガス供給インフラであるパイプライン網は、日本の場合、これまで消費地近傍に建設したLNG基地等のガス製造施設を起点としたものとなっています。一部地域において、国産天然ガス事業者による長距離輸送導管や大規模消費地における大手ガス事業者の輸送導管はある程度発達していますが、基本的には、消費地ごとに独立したパイプライン網となっています。

【第214-2-3】原料別都市ガス生産・購入量の推移



(注) 2005年度までは一般ガス事業者のみ。2006年度以降は全都市ガス事業者。

資料: 日本ガス協会「ガス事業便覧」、経済産業省「ガス事業生産動態統計調査」を基に作成

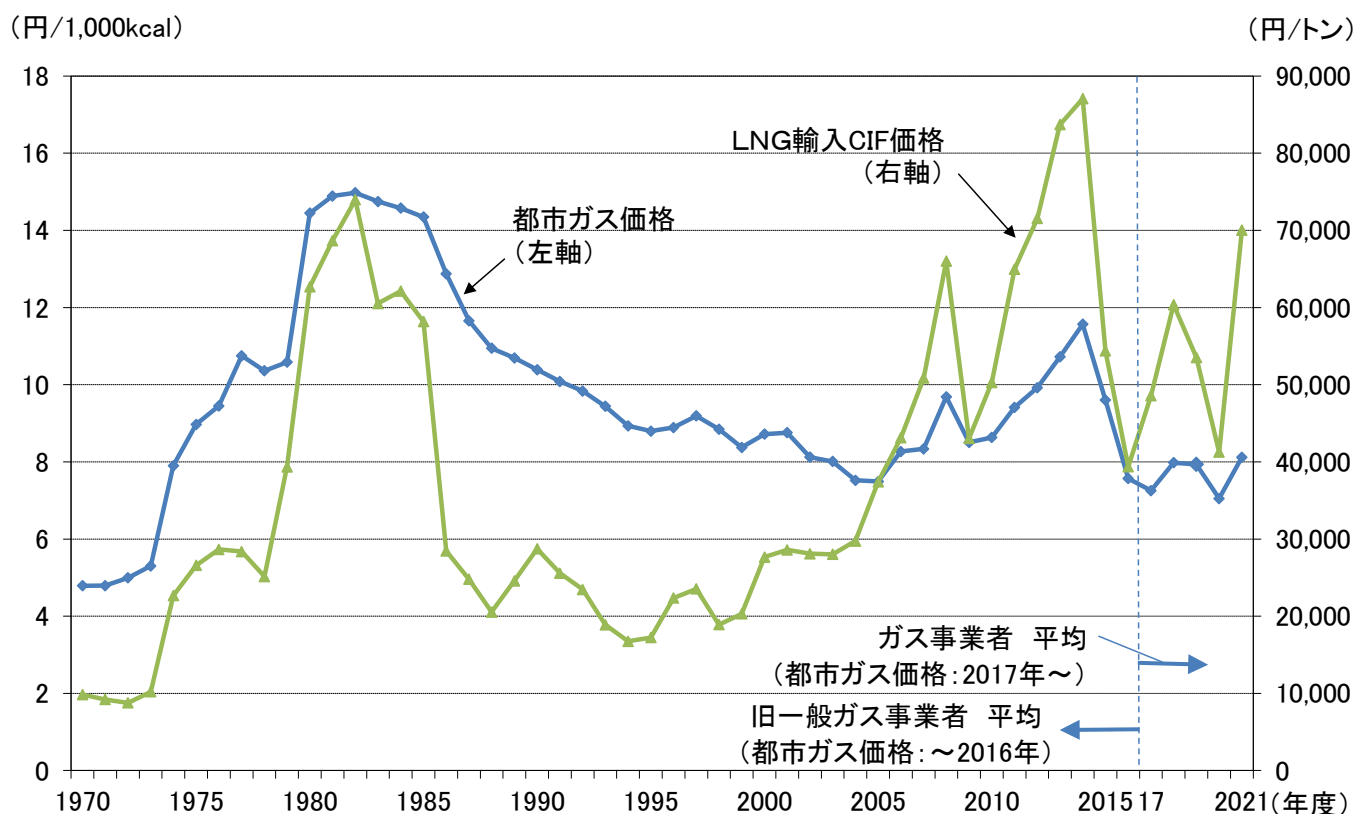
③価格の動向

都市ガスの小売価格は、石油危機後に急上昇しましたが、1983年度以降は低下傾向にありました。1995年度から2004年度までは、LNG輸入価格の上昇傾向等を受けて原料費が上昇したものの、労務費等のコスト削減努力や大口需要家の増加等を背景に、都市ガス価格は低下傾向となりました。その後、2005年度以降は、LNG輸入価格の変動と連動する形で、都市ガス価格も変動しています。2020年度は、新型コロナウイルス感染症の影響による世界的なガス需要の減少を受け、LNG輸

入価格が低下したことで都市ガス価格も低下しました。2021年度は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により、LNG輸入価格が上昇し、都市ガス価格も上昇しました(第214-2-4)。

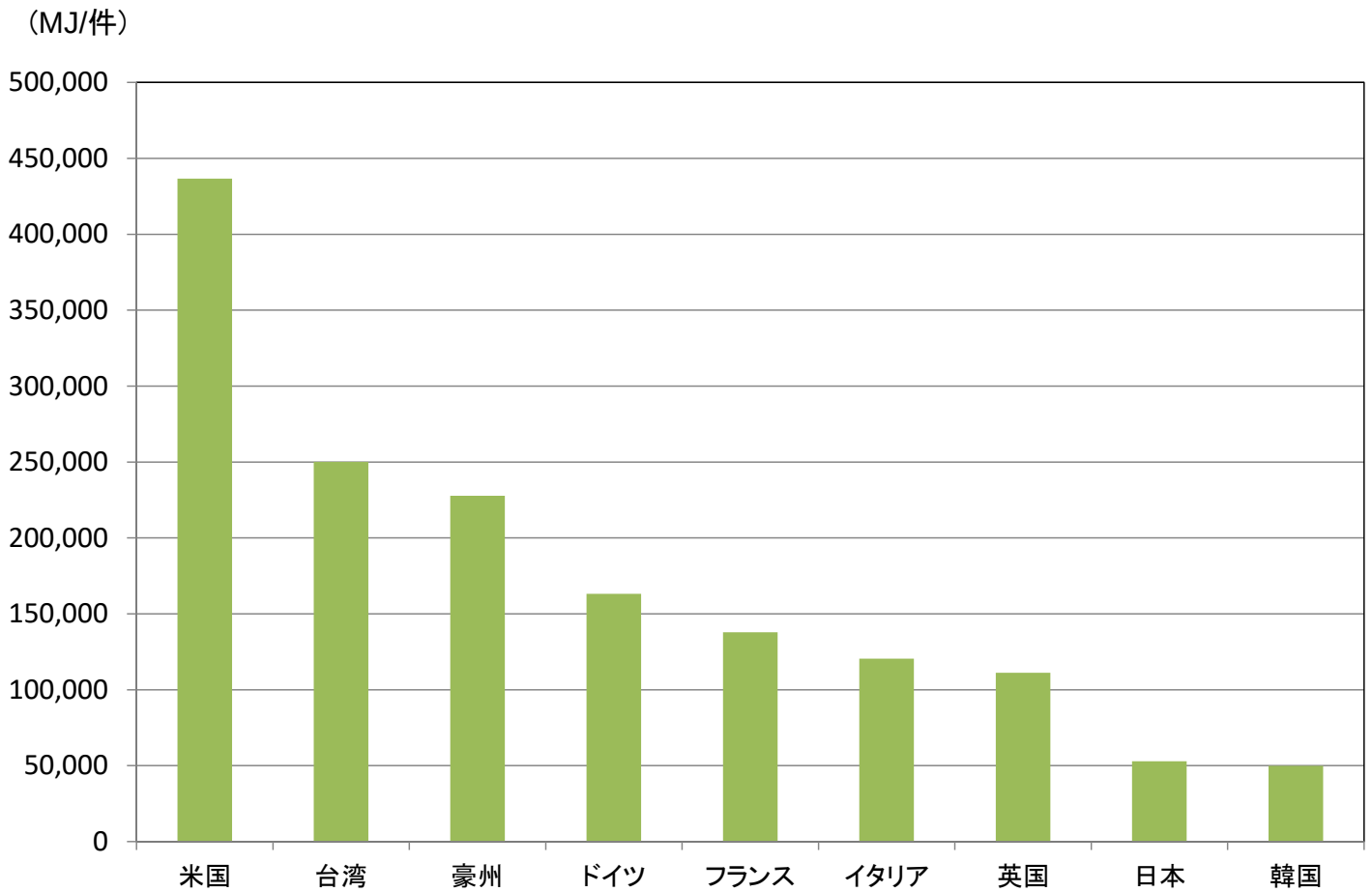
ガス料金を国際比較すると、近年の北米地域でのシェールガスの生産の増加により、同地域との価格差が拡大しており、2021年の日本のガス料金(税込)は米国と比べ、家庭用は約2.9倍、産業用は約2.7倍となりました。また、欧州諸国のガス料金と比較しても、日本のガス料金は高い水準となっています(第224-5-1参照)。これは、日本を欧米諸国と比較した際、天然ガスの輸送形態が複雑なこと(日本では天然ガスを液化してLNGとして輸入後、再気化して供給するものが大半)、需要家1件当たりの使用規模が欧米諸国と比べて小さいこと、導管埋設の施工環境が厳しいこと(特に市街地における工事帯延長の確保や、他埋設物との輻輳による導管の浅層埋設等が困難)等の理由によると考えられます(第214-2-5)。

【第214-2-4】都市ガス価格及びLNG輸入価格の推移



資料:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報結果」を基に作成

【第214-2-5】主要国・地域の需要家1件当たり都市ガス消費量(2020年)



資料:日本ガス協会「ガス事業便覧」を基に作成

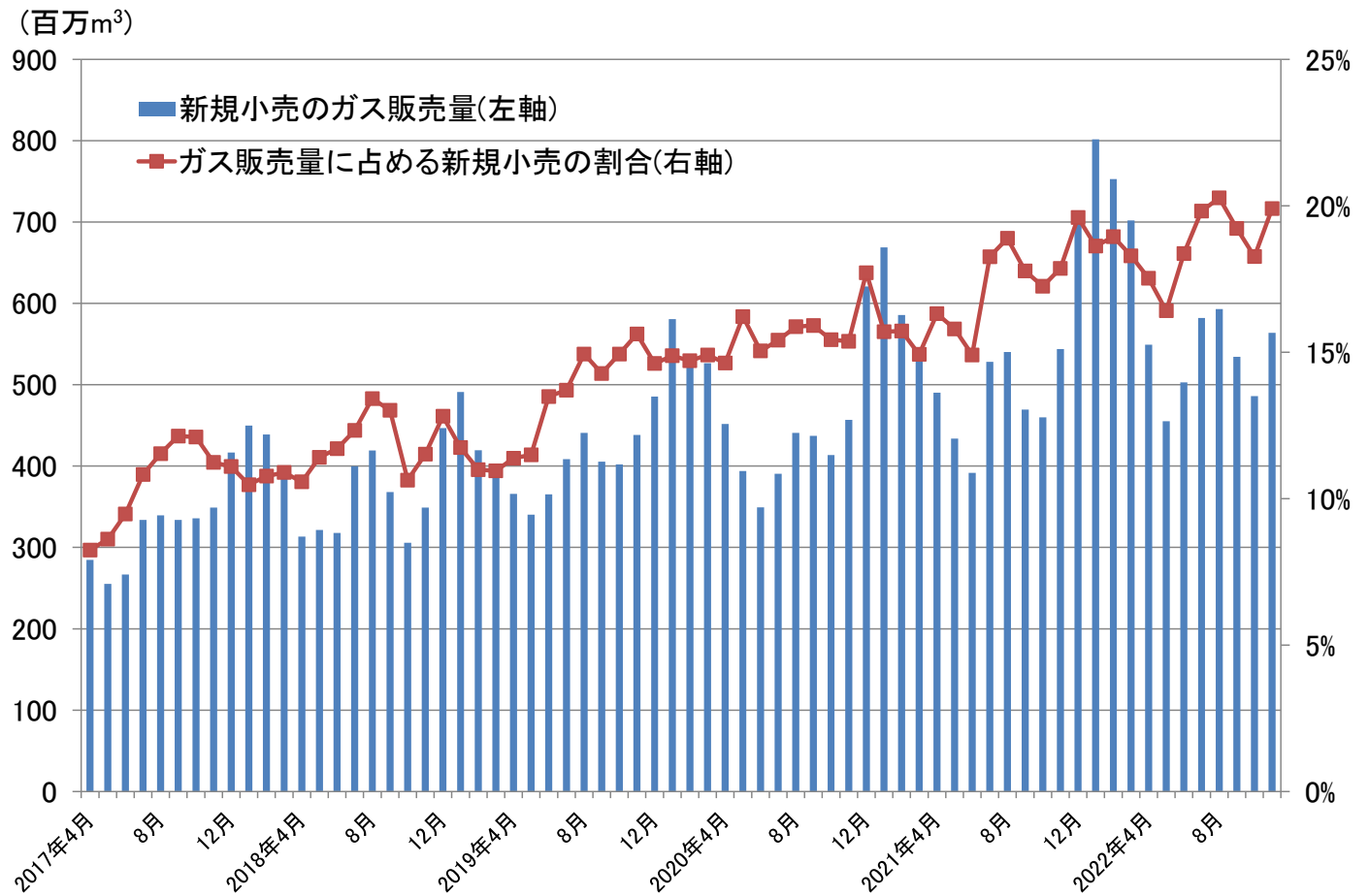
④都市ガス小売全面自由化の動向

電力に1年遅れる形で、2017年度から都市ガスの小売事業が全面的に自由化されました。都市ガスの小売自由化は1995年に始まり、当初は大規模工場等が都市ガス会社を自由を選ぶようになりました。その後、小売自由化の対象が、中小規模工場や商業施設等へと拡大し、2017年4月からは家庭や商店等においても都市ガス会社を自由を選ぶようになりました。

新規にガス小売事業者として登録したガス小売事業者(旧一般ガスみなしガス小売事業者以外のガス小売事業者のことを指し、以下「新規小売」という。)による都市ガス販売量は、2017年4月には2.8億 m^3 と全体の8.2%でしたが、2022年11月には5.6億 m^3 と全体の19.9%まで増加しました(第214-2-6)。用途別では、特に工業用での新規小売の割合がけん引しており、2022年11月には23.5%となっています。

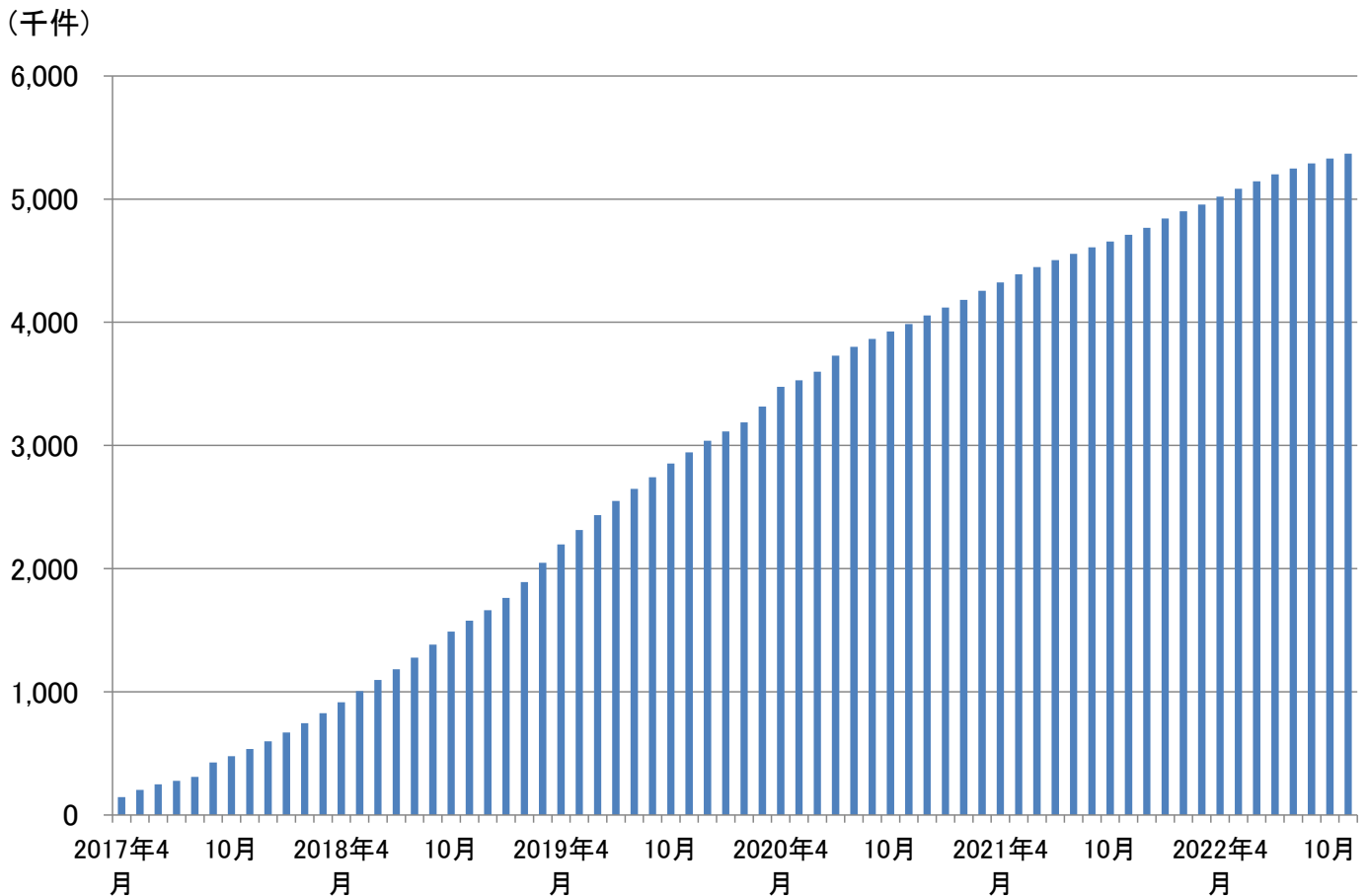
また、一般家庭が主な対象となる都市ガス契約の供給者変更(以下「スイッチング」という。)申込件数の推移は、2017年4月末時点では約15万件でしたが、2023年3月28日時点では約537万件にまで増加し、全体の約20%が都市ガス契約の切替えを申し込んだことになりました(第214-2-7)。2023年3月28日時点における地域別のスイッチング率を見ると、近畿では約26%、中部・北陸で約22%、関東で約21%、九州・沖縄で約13%になった一方、北海道、東北、中国・四国ではまだスイッチングの発生はありません。

【第214-2-6】新規小売の都市ガス販売量と都市ガス販売量に占める割合の推移



資料:電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報結果」を基に作成

【第214-2-7】都市ガス契約のスイッチング申込件数の推移



(注) 各月末時点の累計件数。

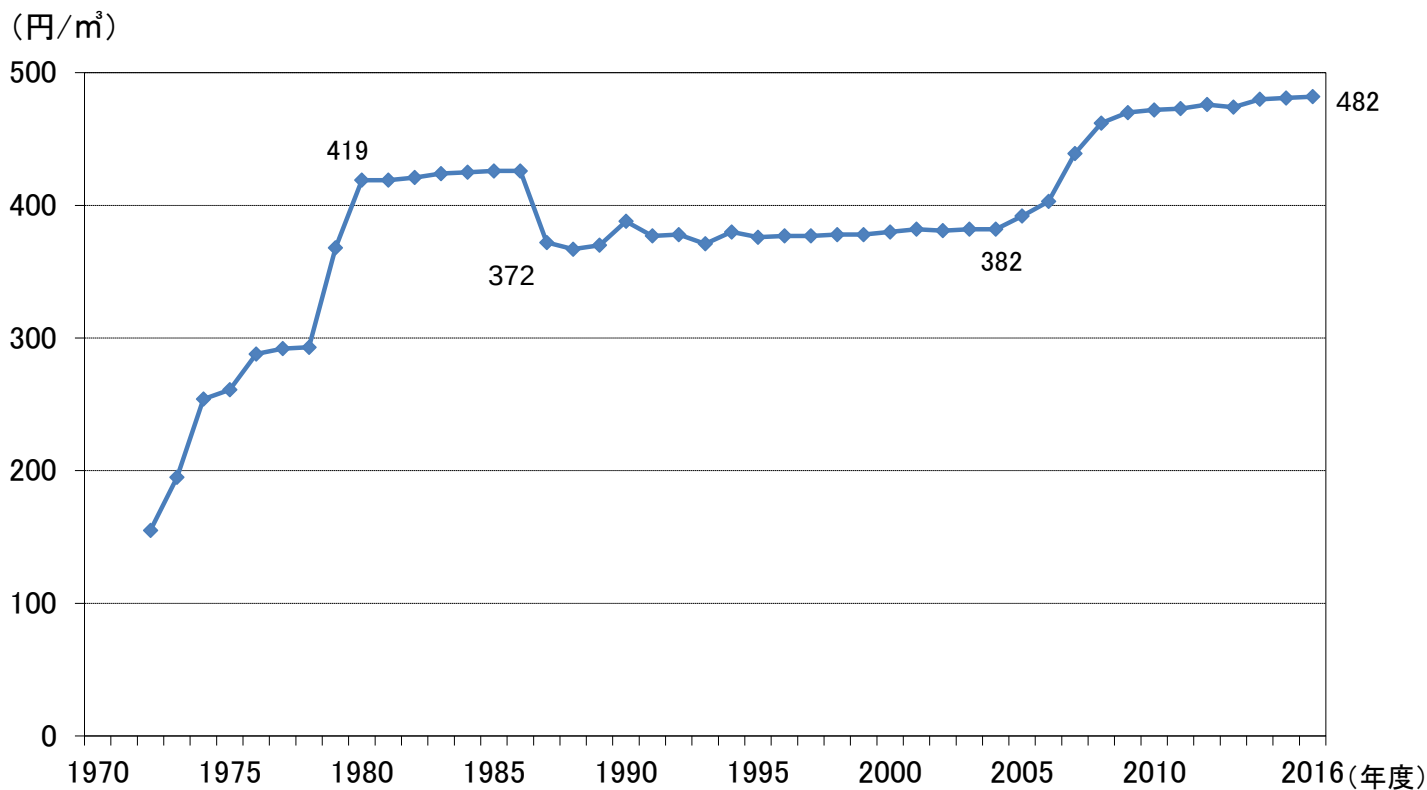
資料: 資源エネルギー庁「スイッチング申込件数」、電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報結果」を基に作成

⑤ガス小売事業のうち、特定ガス発生設備においてガスを発生させ、導管によりこれを供給する事業(旧簡易ガス事業)

2017年4月に改正ガス事業法が施行されたことにより、法律上、旧簡易ガス事業は「ガス小売事業」の一部となりました。旧簡易ガス事業における消費は、1970年の制度創設以来、家庭用を中心に着実に増加してきましたが、近年は大手事業者への事業売却等により減少傾向にありました。旧簡易ガス事業は、2022年3月末時点で1,244事業者、その供給地点群数は7,295地点群(計約180万地点)でした。2021年の年間生産量(販売量)は13,934万 m^3 で、調定数当たりの全国平均販売量は10.53 m^3 /月でした。旧簡易ガス事業は、LPガスバルクによる供給設備や、LPガスポンペを集中する等の簡易なガス発生設備によるガス供給であるという特性から、2021年の年間用途別販売量は家庭用が93.1%を占めており、残りが商業用等の用途となりました。

旧簡易ガス事業の料金は、石油危機後に急上昇し、1987年度に低下に転じて以降、2004年度まではほぼ横ばいで推移してきました。その後、2000年代後半に再度上昇し、近年は横ばい傾向となっていました(2017年度以降データなし)(第214-2-8)。

【第214-2-8】旧簡易ガス事業全国平均価格の推移



資料:日本ガス協会「ガス事業便覧」を基に作成
※2017年度以降データ更新無し

(3)LPガス販売事業

①需給の動向

LPガスは全国の約半数の世帯で使用されているほか、タクシー等の自動車用、工業用、化学原料用、都市ガス用、電力用等、幅広い用途に使われており、国民生活に密着したエネルギーです。

LPガスは、プロパンガスとブタンガスの2種類があり、プロパンガスは主として家庭用・業務用、ブタンガスは主として産業用、自動車用に使用されています。

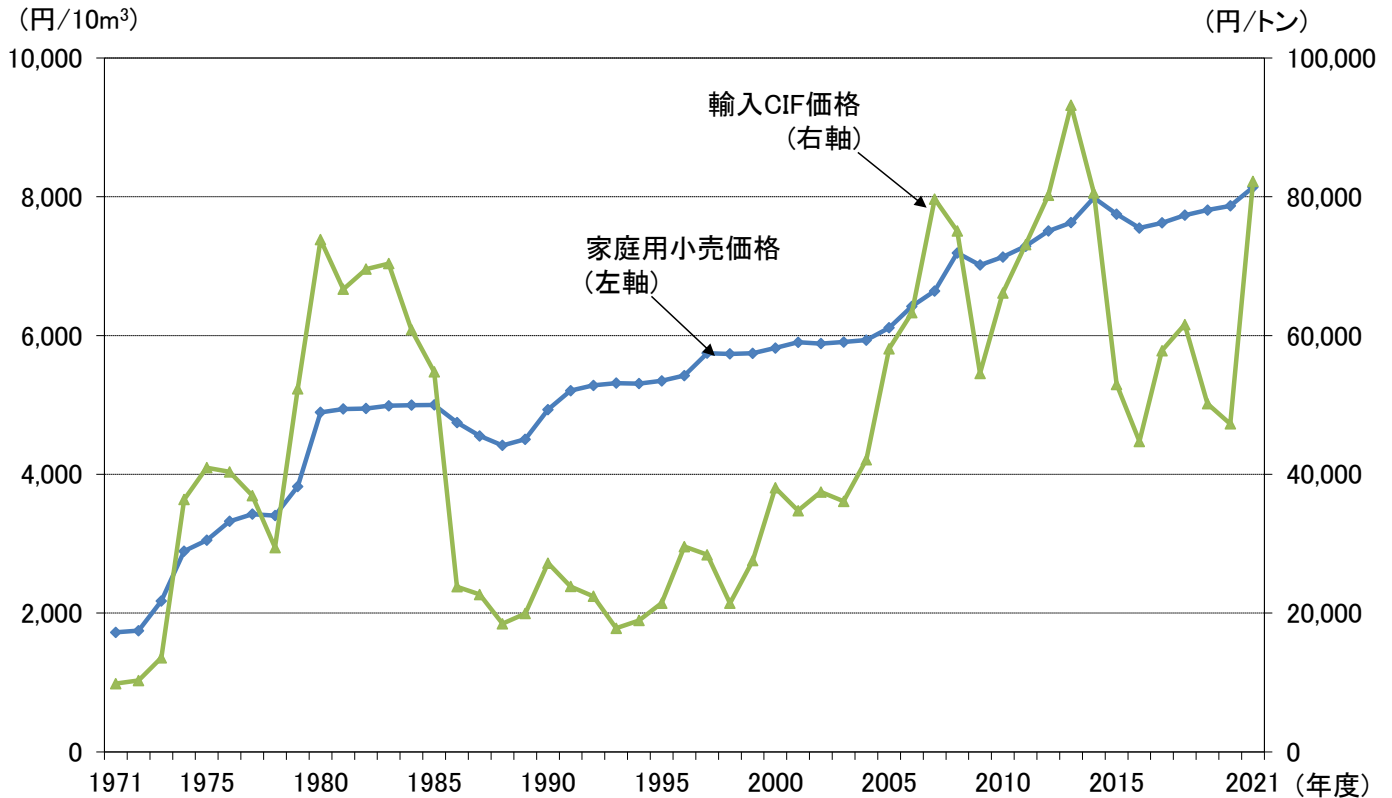
②価格の動向

家庭用LPガスの料金は、販売事業者がそれぞれの料金計算方法によって料金を設定する方式になっています。

家庭用LPガスの小売価格の推移を見ると、上昇傾向が続いていることがわかります。家庭用LPガス価格の構成を見ると、小売段階での配送費、人件費、保安費等が全体の63.3%³⁵を占めており、小売価格低減のためには、各流通段階、とりわけ小売段階での合理化・効率化の努力が求められます。2021年度は、LPガス輸入価格が前年度より73.9%上昇したことで、小売価格も前年度より3.4%上昇しました(第214-2-9)。

³⁵ LPガス振興センター「LPガスガイド」

【第214-2-9】LPガス家庭用小売価格及び輸入CIF価格の推移



(注) 家庭用小売価格は10m³当たり。資料:財務省「日本貿易月表」、総務省「小売物価統計調査」、石油情報センター「価格情報」等を基に作成

3. 熱供給

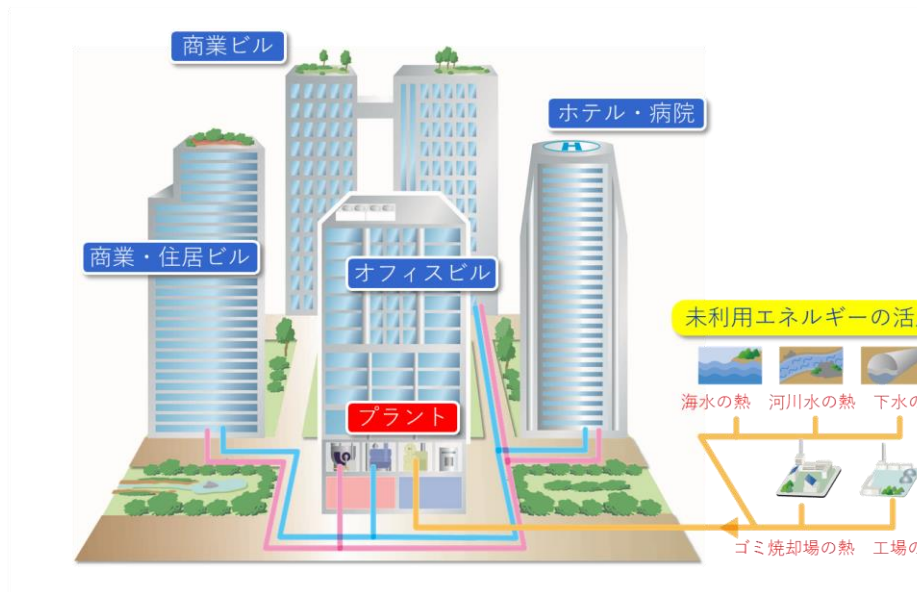
熱供給事業とは、「熱供給事業法(昭和47年法律第88号)」に基づき、21 GJ/h以上の加熱能力を持つ設備を用いて、一般の需要に応じて熱供給を行う事業を指します。一般的には地域冷暖房と呼ばれ、一定地域の建物群に対し、蒸気・温水・冷水等の熱媒を熱源プラントから導管を通じて供給します(第214-3-1)。

熱供給事業は、それぞれの施設・建物が個別に冷温水発生機等の熱源設備を設置する自己熱源方式とは異なり、供給地区内に設置された熱源プラントで熱供給を集約して行うことにより省エネルギー、環境負荷の低減といった効果が得られます。さらに、都市エネルギー供給システムとして複数の施設・建物への効率的なエネルギー供給、施設・建物間でのエネルギー融通、未利用エネルギーの活用等、エネルギーの面的利用は地域における大きなCO₂削減効果があると期待されています。その他、各建築物内に熱源設備や屋上へ冷却塔を設置する必要がなくなるため、災害発生時等の二次災害防止や屋上ヘリポートの設置を行うことができます。さらに、熱源プラントの蓄熱槽や受水槽の水を火災や震災発生時に利用できるなど、災害に強いまちづくりに資する事業です。

日本の熱供給事業による2020年度の販売熱量は22PJ、2022年3月末現在で供給延床面積は5,539万m²となりました(第214-3-2)。販売熱量を熱媒体別に見ると、冷熱需要が54%、温熱が43%、給湯・直接蒸気が3%となりました。使用燃料は、都市ガスが67%、電力が16%、排熱他が16%でした。

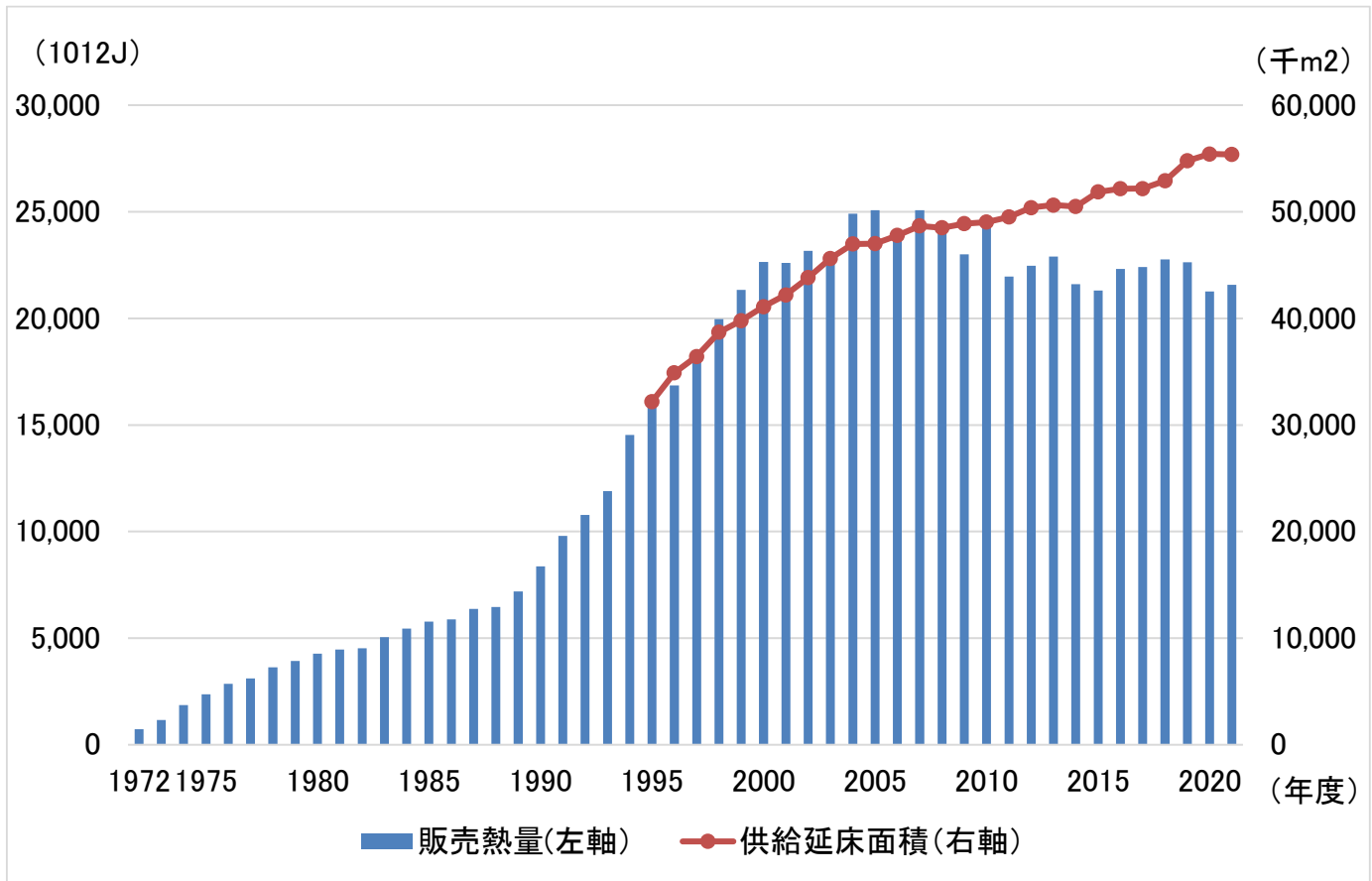
近年、海水、河川水、下水、清掃工場排熱等の「未利用エネルギー」を利用する形態や、コージェネレーションシステムの活用等の形態も出てきました。こうした未利用エネルギーやコージェネレーションシステムを活用することにより、エネルギーの総合的な有効利用や熱源システムの効率化が進んでいます。

【第214-3-1】熱供給事業の概要



資料:日本熱供給事業協会

【第214-3-2】熱供給事業の販売熱量と供給延床面積



資料:日本熱供給事業協会「熱供給事業便覧」を基に作成

4.石油製品

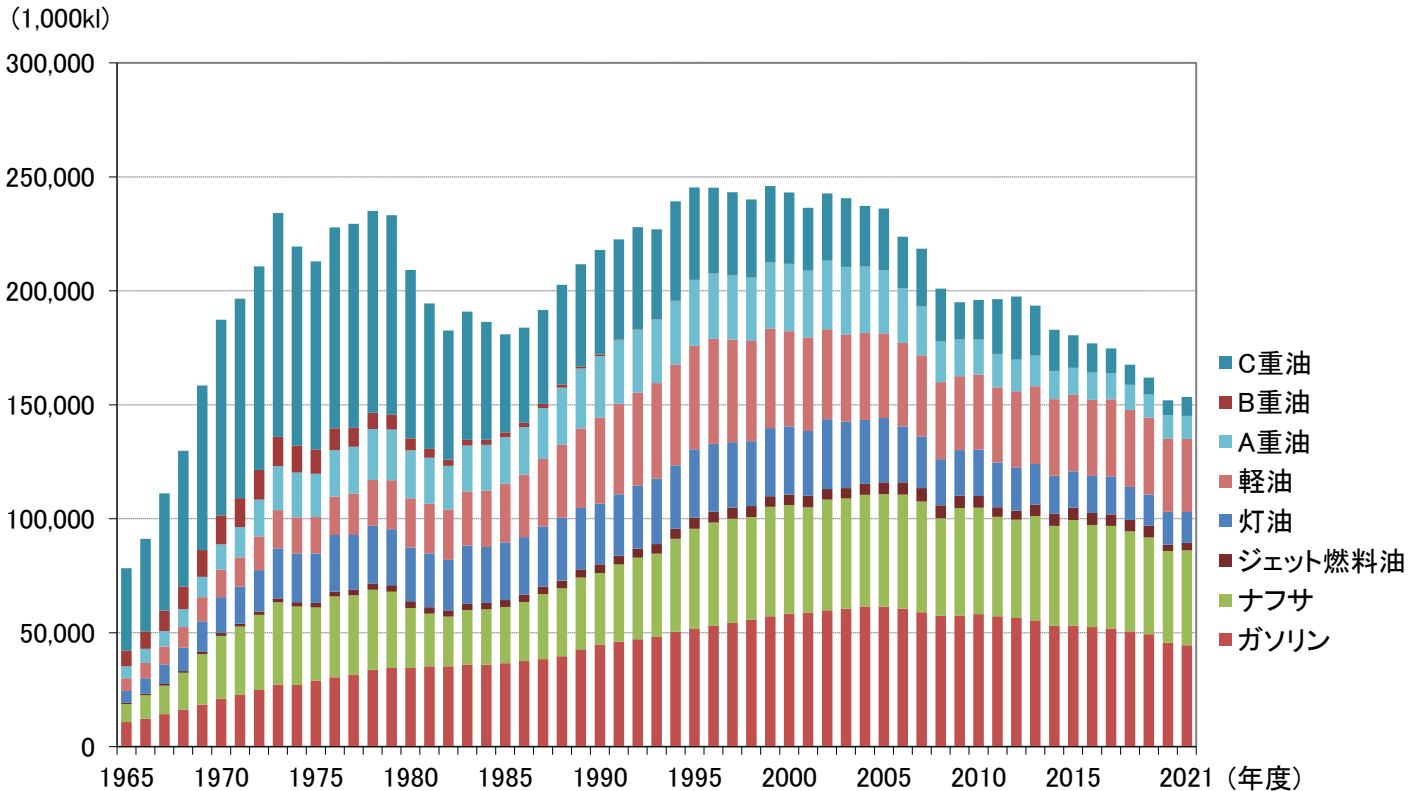
(1)消費の動向

日本の石油製品(燃料油)の販売量の推移を見ると、第一次石油危機までは急激に伸びてきましたが、二度にわたる石油危機を踏まえ、エネルギーセキュリティの観点から石油代替と利用効率の向上を進めたことで、燃料油の販売量は減少に転じました。その後、1986年度以降は、原油価格の下落や円高等の影響により石油製品価格が低下したため、販売量が増加しました。1990年代半ば以降はほぼ横ばいに推移しましたが、2003年度頃から減少傾向となりました。2021年度は新型コロナウイルス感染症からの経済回復により、燃料油の販売量は前年度比1.0%増の1億5,349万klとなりました。

油種別構成を概観すると、自動車の保有台数が伸びたことによるガソリン・軽油の販売量比率の上昇、石油化学産業の生産の伸びに応じたナフサの販売量比率の上昇等、いわゆる白油化が進んできました。2021年度の販売比率は、ガソリンが29.0%、ナフサが27.1%、軽油が20.9%となりました。

B重油及びC重油の販売量比率は、第一次石油危機前は5割以上を占めていましたが、1980年代以降、製造業の省エネ化による需要減少や、石炭・天然ガス等の石油以外の燃料への転換、電力部門における石油火力の縮小等により販売量は減少し、石油製品全体に占める割合は、2021年度には5.4%まで低下しました(第214-4-1)。

【第214-4-1】燃料油の油種別販売量の内訳



(注)2002年1月よりB重油はC重油に含まれる。

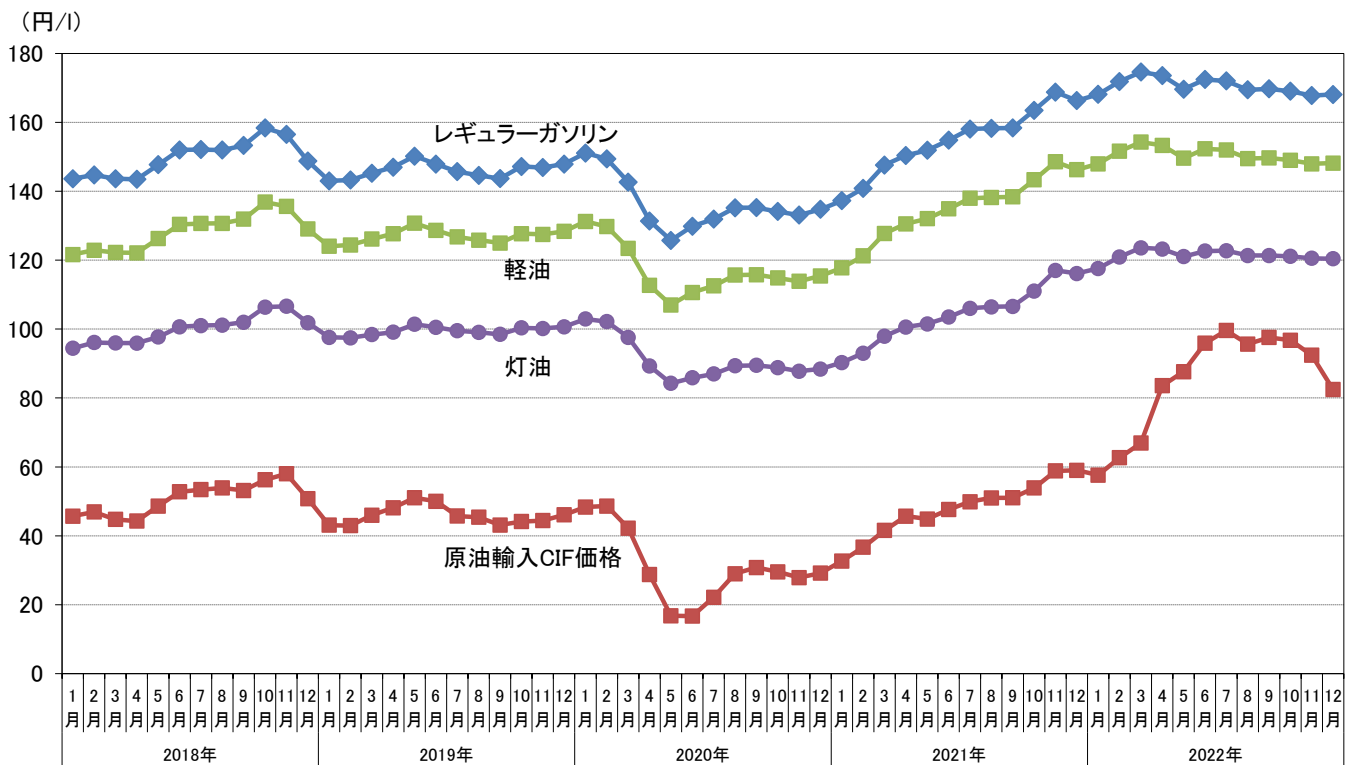
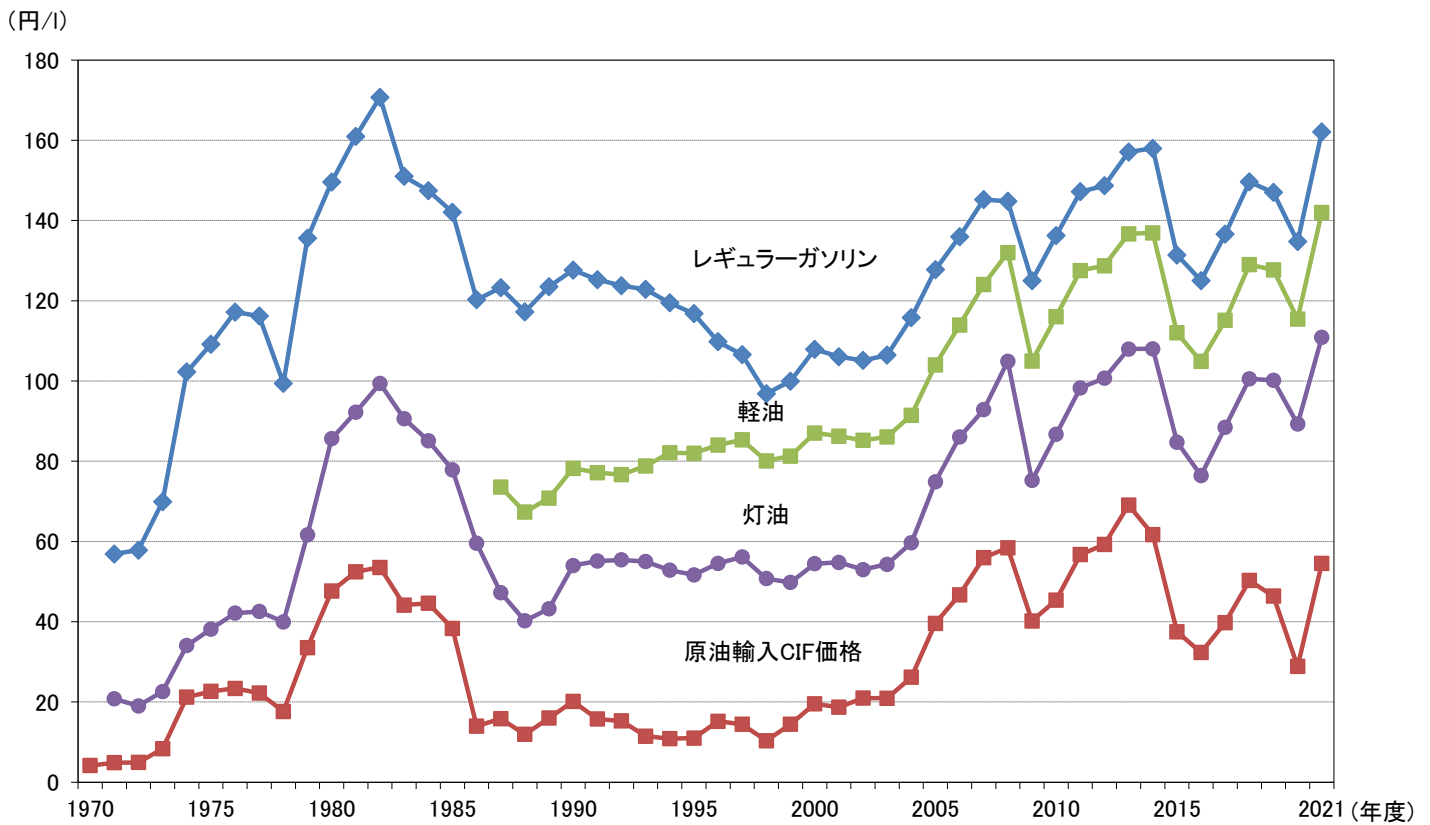
資料:経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成

(2)価格の動向

ガソリン、軽油、灯油等の石油製品は、原油から蒸留・精製されて生産されるため、価格動向が原油にほぼ連動しています。2003年度後半以降は、中国の石油消費・輸入が増える等で世界の需要が拡大したこと、これに対する原油供給が伸び悩んだこと等が影響し、世界的に原油価格は上昇していきました。これには、イラクやイラン等、一部の産油国の情勢混乱による原油供給に対する不安や、世界的な過剰流動性を背景に資金が原油先物市場に流入了したこと等も影響を及ぼしています。その後も価格は継続的に上昇しましたが、2008年9月には、世界的な金融危機を背景に原油輸入価格は大きく下落しました。その後は、各国による景気刺激策等による経済の回復に応じて上昇に転じ、2014年半ばまで上昇傾向が続きました。しかし、シェールオイルの増産や中国の景気後退懸念、OPECの減産見送り等により、2014年後半から再度大きく下落しました。2016年度は世界経済の緩やかな回復や、2016年12月のOPEC総会及びOPEC・非OPEC閣僚会議で15年ぶりの減産合意もあり、再び上昇に転じました。その後、価格は緩やかな上昇を続けたのち、米国によるイラン原油禁輸の適用除外措置発表等の影響により、2018年12月頃から下落しました。その後は小幅な動きが続きましたが、2020年に入ってから新型コロナウイルス感染症による世界的な石油需要減少等もあり、大きく下落しました。この価格下落を受け、OPECとロシア等の非OPEC産油国からなる「OPECプラス」が大規模な協調減産を実施し、価格は再び上昇傾向になりました。その後、2022年2月から始まったロシアによるウクライナ侵略の影響で価格は高騰しました。

2022年12月現在、原油の輸入CIF価格は約82円/Lとなっています。また、ガソリン小売価格は168円/L、軽油小売価格は148円/L、灯油小売価格(配達)は120円/Lという水準です(第214-4-2)。

【第214-4-2】原油輸入価格と石油製品小売価格



資料:日本エネルギー経済研究所石油情報センター資料、財務省「日本貿易統計」を基に作成

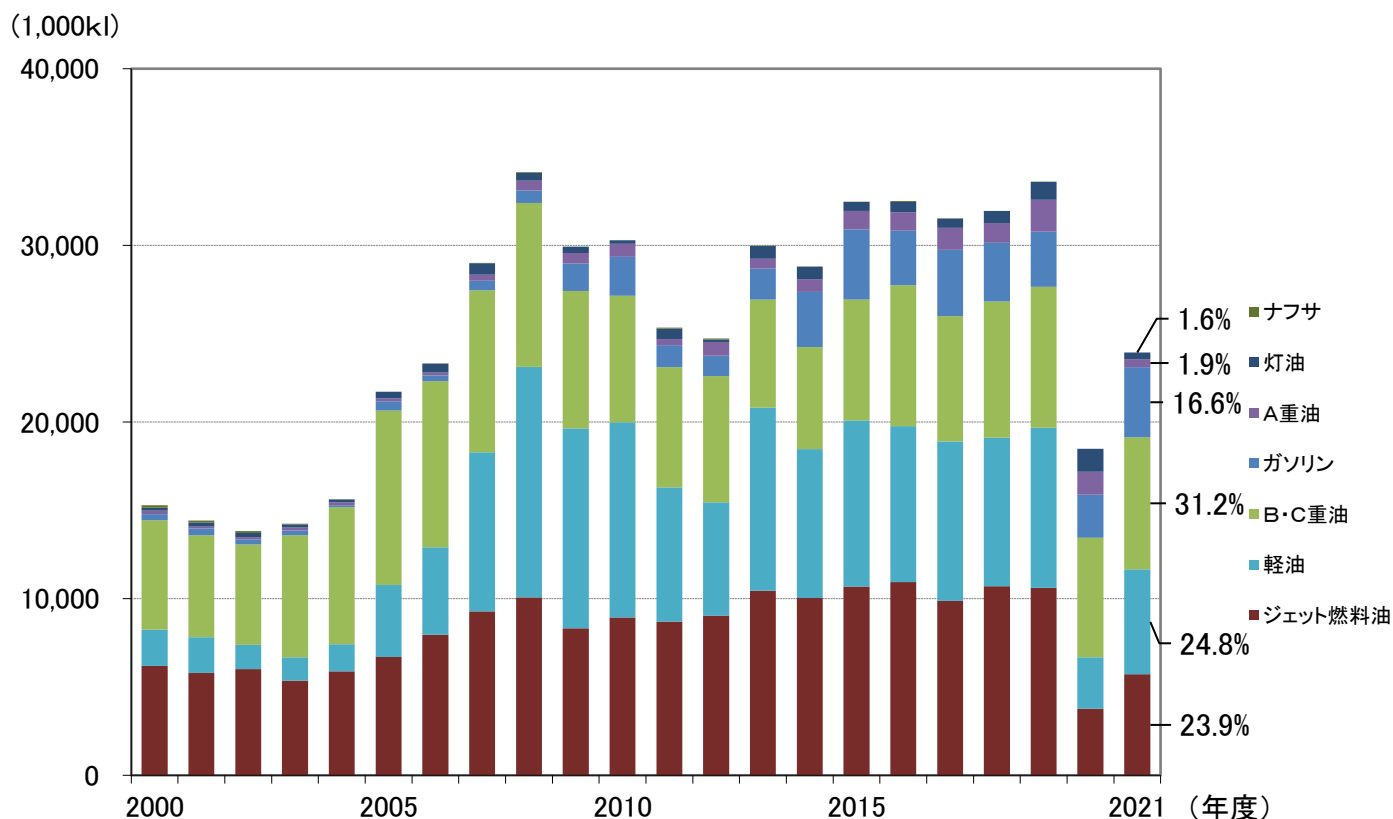
(3)石油製品輸出の動向

日本の石油製品の国内需要は緩やかな減少傾向にあり、今後も国内の人口減少が想定される中、長期的に精製設備能力の余剰が増える見込まれるため、石油精製各社は生産設備の集約化を進めてきました。その結果、燃料油生産量は2000年度の225,105千klから、2021年度には142,044千klに減少しました。

その一方で、石油精製各社は、燃料供給の多様性を維持する企業努力として、余剰設備の有効利用を図り、設備稼働率の低下による製造コスト上昇を回避すべく、各種石油製品の輸出を行ってきました。2021年度の燃料油の輸出量は前年度比29.5%増加の23,941千klとなっています。ジェット燃料には、海外を往復する航空機への燃料供給が輸出量として計上されており、B・C重油には外国航路を行き来する船舶に日本で生産した燃料を供給したものが輸出量として計上されています。2021年度は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により、海外を往復する航空機の運航が増加したため、ジェット燃料の輸出量は前年度比で51.2%増加しました(第214-4-3)。

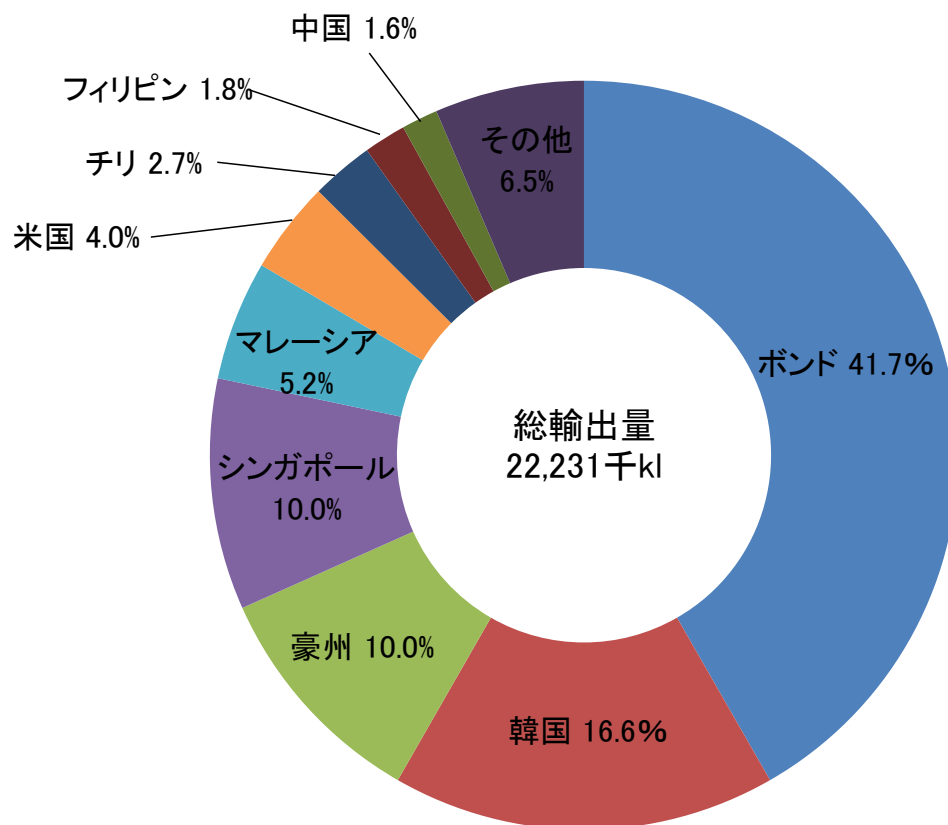
2021年度の燃料油の輸出先については、海外を往復する航空機や船舶向け(ボンド)の比率が41.7%となっており、ボンド以外を国別にみると、韓国、豪州、シンガポール等、アジア・オセアニア向けが上位を占めています(第214-4-4)。

【第214-4-3】燃料油の油種別輸出量の推移



資料:経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成

【第214-4-4】燃料油の輸出先(2021年度)



(注)ボンドは外航船舶と国際線航空機向け供給分。

資料:経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成

第1節

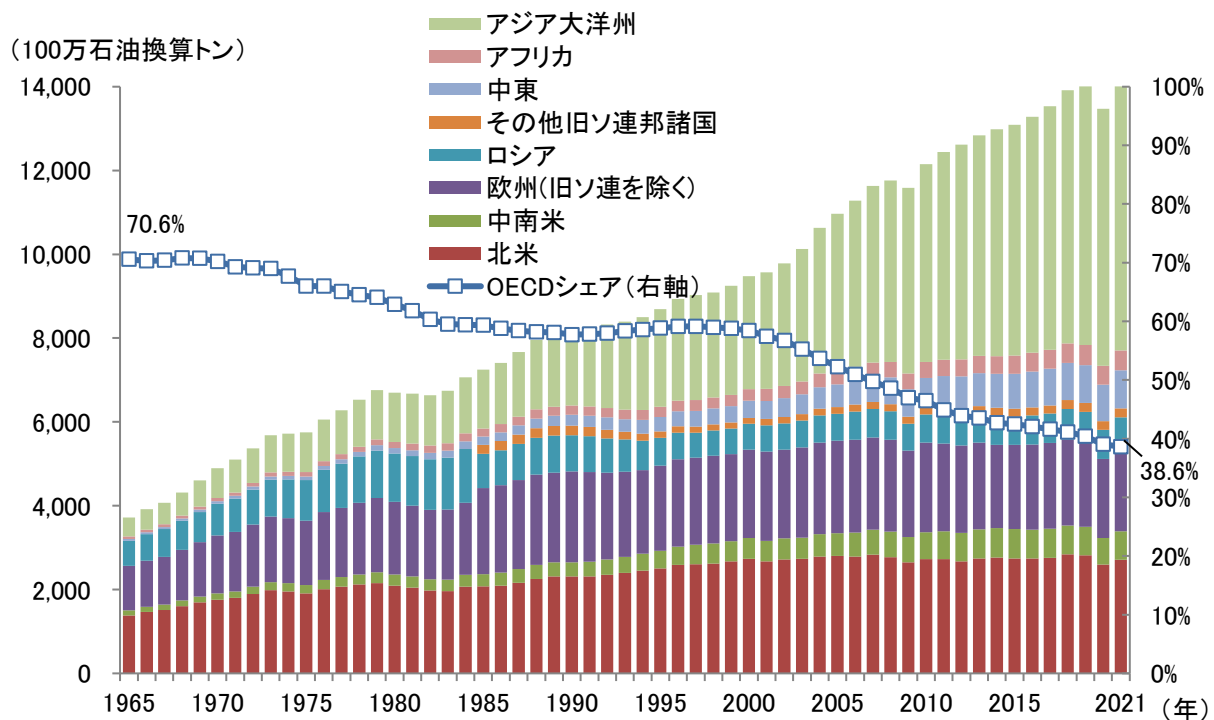
エネルギー需給の概要等

○エネルギー需給の概要

世界のエネルギー消費量(一次エネルギー)は経済成長とともに増加を続けています。石油換算では、1965年の37億トンから年平均2.4%で増加し続け、2021年には142億トンに達しました。2021年の世界のエネルギー消費量は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復等の影響で前年比5.5%増加し、2019年を超える水準まで回復しました。

2000年代以降、アジア大洋州地域は新興国がけん引して消費量の伸びが高くなっています。一方、先進国(OECD諸国)では伸び率は鈍化しました。経済成長率、人口増加率が途上国と比べ低いことや、産業構造の変化や省エネルギーの進展が影響しています。この結果、世界のエネルギー消費量に占めるOECD諸国の割合は、1965年の70.6%から2021年には38.6%へと32%低下しました(第221-1-1)。

【第221-1-1】世界のエネルギー消費量の推移(地域別、一次エネルギー消費量)



(注) 1984年までのロシアには、その他旧ソ連邦諸国を含む。

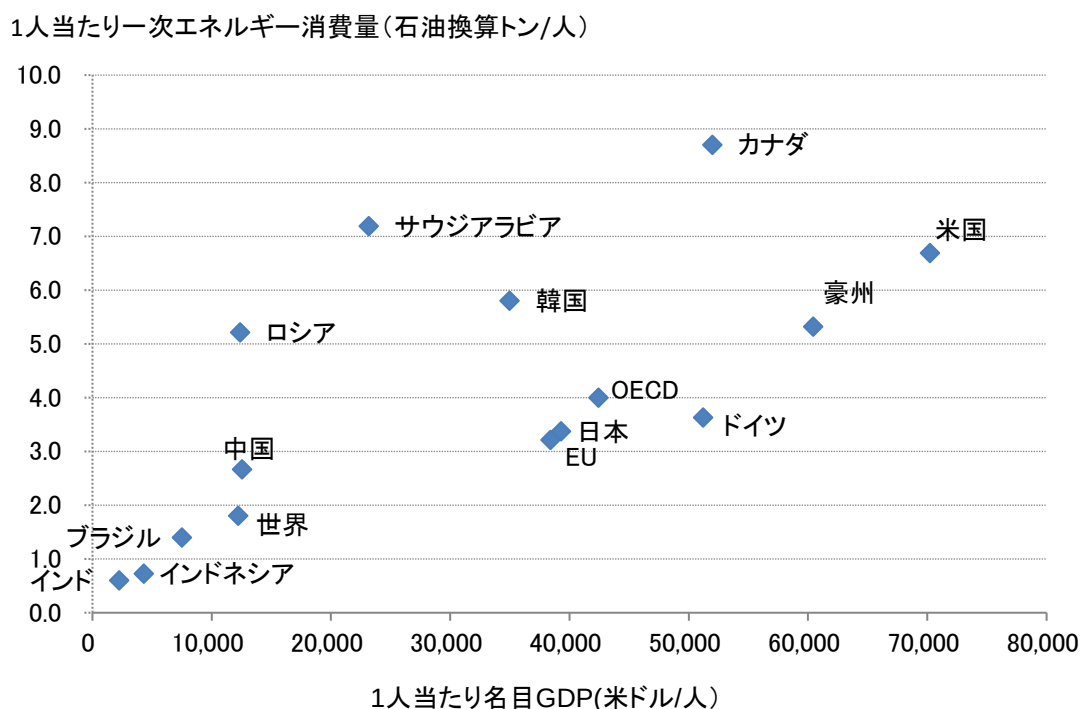
(注) 1985年以降の欧州には、バルト3国を含む。

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

ここで1人当たりのGDPとエネルギー消費量の関係を見てみましょう。一般的に経済成長とともにエネルギー消費が増加するため、今後途上国の経済が成長することでエネルギー消費も増えていきます。一方、ドイツとカナダを比較してみると1人当たりのGDPはほぼ同じですが、1人当たりのエネルギー消費量は大きく異なることもわかります。各国の気候や産業構造に

加え、エネルギー効率の違い等がこの差を生み出す原因になっています。現在主流の化石エネルギーは無尽蔵ではなく、また化石エネルギーを大量に消費するとCO2の排出量も増えてしまいます。そのため、特に今後エネルギー消費量が大きく増えることが予測されている途上国では、エネルギー効率を高めていくことが重要であり、また日本を含む先進国がそれを手助けしていくことが求められています(第221-1-2)。

【第221-1-2】1人当たりの名目GDPと一次エネルギー消費量(2021年)



資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」、世界銀行「World Bank Open data」を基に作成

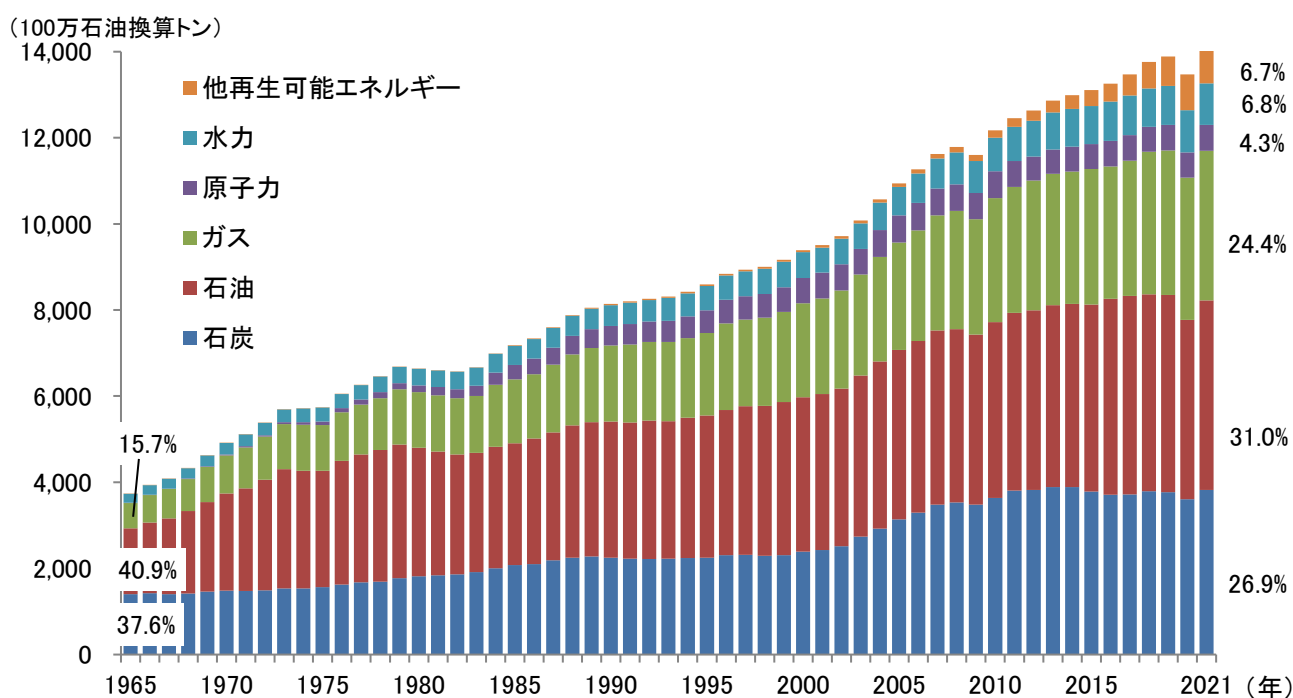
次に、世界のエネルギー消費量(一次エネルギー)の動向をエネルギー源別に見てみます。石油は今日までエネルギー消費の中心となってきました。発電用を中心に他のエネルギー源への転換も進みましたが、堅調な輸送用燃料消費に支えられ、石油消費量は1965年から2021年にかけて年平均1.9%で増加し、依然としてエネルギー消費全体で最も大きなシェア(2021年時点で31.0%)を占めています。2021年世界の石油消費は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により前年比で増加しました。

石炭は、同じ期間に年平均1.8%で増加し、特に2000年代において、経済成長が著しい中国等、安価な発電用燃料を求めるアジア地域を中心に消費量が拡大しました。しかし、近年では、中国の需要鈍化、米国における天然ガス代替による需要減少等が原因となって2015年以降前年比で減少する年もあり、石炭消費量は伸び悩んでいます。この結果、2021年時点の石炭のシェアは26.9%となっています。

天然ガスは、同じ期間に石油と石炭以上に消費量が伸び、年平均3.2%で増加しました。天然ガスは、特に気候変動への対応が強く求められる先進国を中心に、発電用や都市ガス用の消費が伸びました。2021年の世界の天然ガス消費は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により前年比で増加し、一次エネルギーに占める天然ガスの割合は、24.4%になりました。

同じ期間で伸び率が最も大きかったのは原子力(同8.6%)と風力、太陽光等の他再生可能エネルギー(同12.8%)でしたが、2021年時点のシェアはそれぞれ4.3%及び6.7%と、エネルギー消費全体に占める比率はいまだに大きくありません。しかしながら、2021年は気候変動問題を背景にした取組や設備価格等が低下し続けていること等を背景に、他再生可能エネルギー消費は、前年比で増加しました。太陽光発電や風力発電のコストが低下していくことで、今後再生可能エネルギーのシェアはさらに拡大すると予想されます。また、2015年12月に開催されたCOP21(国連気候変動枠組条約第21回締約国会議)において、2020年以降、全ての国が参加する公平で実効的な国際枠組みであるパリ協定が採択され、産業革命前と比べた気温上昇を2度より低く抑えること、さらに1.5度までに抑えるよう努力することが盛り込まれました。その後、各国においてパリ協定の締結が順調に進み、2016年11月に発効しました。さらに、2018年12月に開催されたCOP24(国連気候変動枠組条約第24回締約国会議)では、2020年以降のパリ協定の本格運用に向けパリ協定の実施指針が採択されました。パリ協定の発効、実施指針の採択は、世界の多くの国が温暖化対策に積極的に取り組んでいることを示す象徴的な出来事と言えます。また、2021年10月31日から11月13日の間にCOP26(国連気候変動枠組条約第26回締約国会議)が開催され、パリルールブックが完成しました。再生可能エネルギーのコスト競争力の高まりとともに、米国での導入量も大幅に増加しています。温暖化対策はエネルギーの選択に大きな影響を及ぼすため、今後もその動向を注視していく必要があります(第221-1-3)。

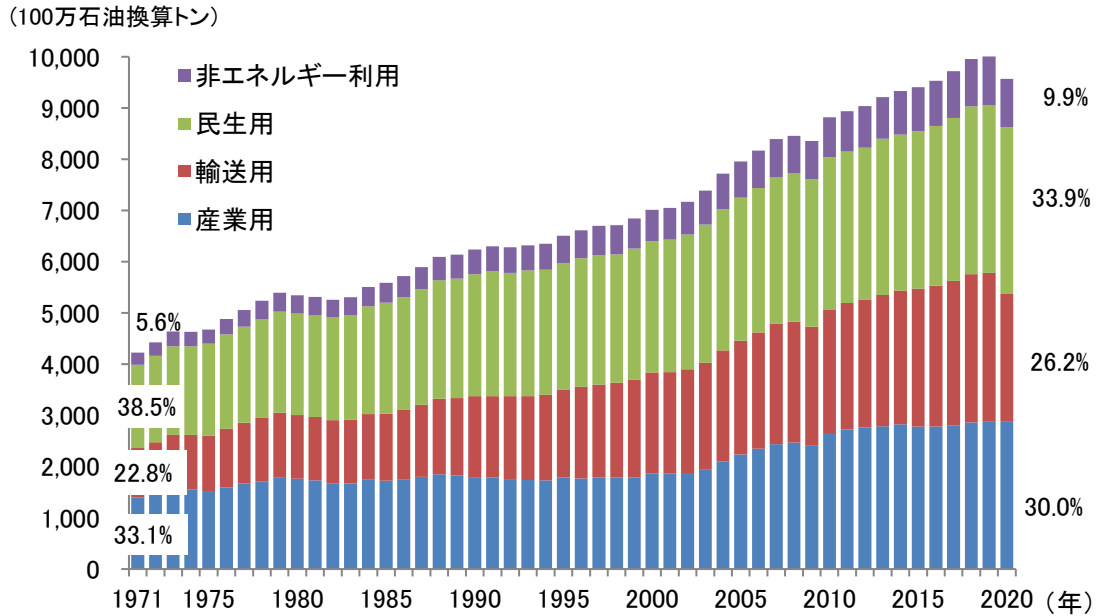
【第221-1-3】世界のエネルギー消費量の推移(エネルギー源別、一次エネルギー消費量)



資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

世界の最終エネルギー消費は、1971年から2020年までの期間に約2.3倍に増加しました。部門別では、鉄鋼・機械・化学等の産業用エネルギー消費は2.1倍、家庭や業務等の民生用エネルギー消費は2.0倍であるのに対して、輸送用エネルギー消費は2.6倍に増えました。輸送用が大きく増えた背景には、この間に世界中でモータリゼーションが進展し、自動車用燃料の需要が急増したことがあると考えられます。この結果、最終エネルギー消費に占める輸送用のエネルギー需要の割合は1971年の22.8%から2020年には26.2%へと約3.4ポイント増加しました(第221-1-4)。

【第221-1-4】世界のエネルギー需要の推移(部門別、最終エネルギー消費量)



(注1) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

(注2) 消費量合計が前表より少ないのは、主に本表には発電用及びエネルギー産業の自家使用が含まれていないためである。

資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

◎コラム【エネルギー需給の展望】

ここでは、将来の世界のエネルギー需要予測を、国際エネルギー機関(IEA)のデータを用いて見てみます。IEAではいくつかの将来シナリオを想定していますが、これらを2021年の実績と比較してみます。公表政策シナリオ(Stated Policies Scenario, STEPS)は、各国が表明済みの具体的政策を反映したシナリオ、表明公約シナリオ(Announced Pledged Scenario, APS)は、有志国が宣言した野心を反映したシナリオ、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオ(Net Zero Emission by 2050 Scenario, NZE)は、2050年世界ネットゼロを達成するためのシナリオです。パリ協定では、産業革命前からの気温上昇幅を2℃に抑える目標が設定され、1.5℃に抑える努力を追求することが定められました。その後、2℃では甚大な影響が免れず、1.5℃に抑えるべきという声が高まりました。そしてIEAは2021年5月に気温上昇を1.5℃に抑えるシナリオを発表し、2021年秋に開催されたCOP26(国連気候変動枠組条約第26回締約国会議)では、公式文書にも1.5℃を追求することが折り込まれました。

2050年の世界の一次エネルギー消費量は、公表政策シナリオでは、2021年比で約1.19倍の石油換算177億トン、表明公約シナリオでは2021年比で約1.01倍の石油換算150億トンになる見通しです。これに対して、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは2021年比で約0.85倍の石油換算127億トンまで減少します。公表政策シナリオ(2021年比1.19倍)及び表明公約シナリオ(2021年比1.01倍)と、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオ(2021年比0.85倍)との差は歴然としており、世界の国々が現在掲げている政策目標や表明している公約では、「1.5℃の追求」に届かないことがわかります。

次にエネルギー源別に見てみましょう。IEAのシナリオでは、公表政策、表明公約、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現の順に気候変動対策が強くなり、低炭素なエネルギーや技術がより多く利用されるようになっていきます。

化石エネルギーで最も大きな影響を受けるのは石炭と見られています。2021年の石炭消費量との比較では、公表政策シナリオでも0.68倍、表明公約シナリオでは0.29倍、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは0.10倍まで減少します。また石油については、2021年の石油消費量と比較すると、公表政策シナリオでは1.07倍に増加しますが、表明公約シナリオでは0.59倍に減少、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは0.22倍まで減少します。このように、石油の消費量の減り方は石炭のそれよりも緩やかです。これは、石炭と石油とでは主な用途が異なるためです。石炭は主に発電用や産業用に使わ

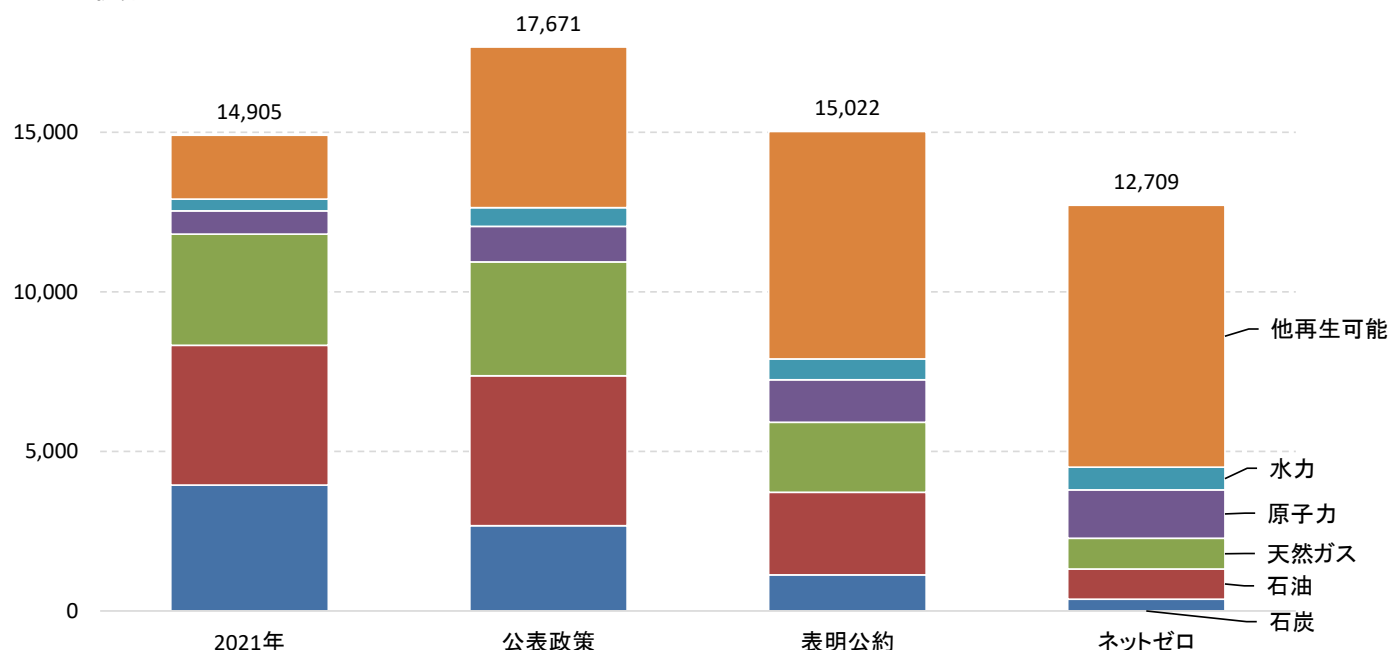
れており、これらは比較的容易に天然ガスや再生可能エネルギーに置き換えていくことが可能です。一方の石油は主に自動車用の燃料として使われていますが、これを他のエネルギーに変えていくのは容易ではありません。そのため、石油の方が消費量の減り方が緩やかになっています。化石エネルギーの中で、最も減り方が緩やかなのは、天然ガスです。石炭や石油と比較してクリーンであるため様々な分野で利用されると見られており、2021年の天然ガス消費量との比較では、石油と同様に公表政策シナリオでは1.02倍に増加しますが、表明公約シナリオでは0.63倍に減少、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは0.28倍に減少します。

炭素排出の非常に少ない水力を含む再生可能エネルギーや原子力は、いずれのシナリオでも増える見通しになっています。なかでも風力や太陽光を中心とした再生可能エネルギーの増加見通しが顕著です。2021年比で公表政策シナリオでは2.37倍、表明公約シナリオでは3.28倍、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは3.76倍まで増加すると予測しています。

将来は不確実であり、これらのシナリオはあくまでも一定の前提に基づいた試算に過ぎません。このようなシナリオ分析を行いながら、将来のよりよいエネルギーのあり方について考えていくことが重要です。

【第221-1-5】世界のエネルギー供給展望（エネルギー源別、一次エネルギー供給量）

（100万石油換算トン）



（注）他再生可能は、風力、太陽光、地熱、バイオマス等の再生可能エネルギーである。

資料:IEA「World Energy Outlook 2022」

第2節

一次エネルギーの動向

1.化石エネルギーの動向

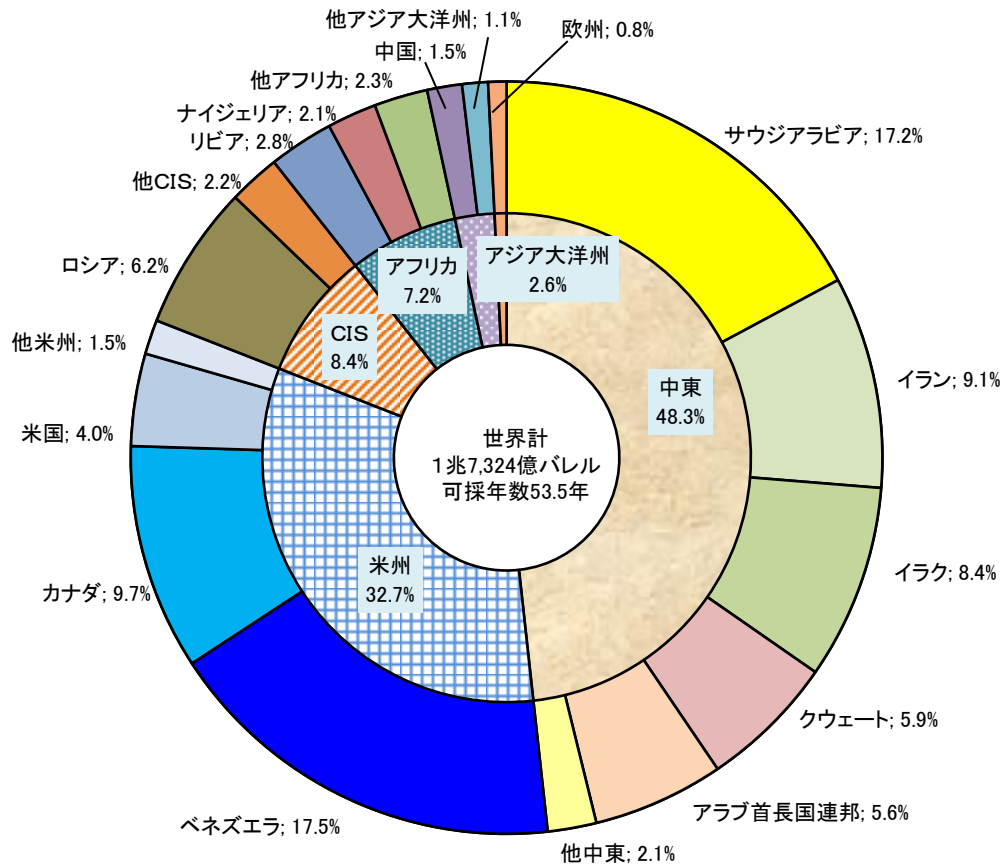
(1) 石油

①資源の分布

世界の石油確認埋蔵量は、2020年末時点で1兆7,324億バレルであり、これを2020年の石油生産量で除した可採年数は53.5年となりました。1970年代の石油危機時には石油資源の枯渇が懸念されましたが、回収率の向上や新たな石油資源の発見・確認により、1980年代以降は、40年程度の可採年数を維持し続けてきました。近年では、米国のシェールオイル、ベネズエラやカナダにおける超重質油の埋蔵量が確認され、可採年数は増加傾向となっています。

2020年末時点では、世界最大の確認埋蔵量を有するのはベネズエラであり、長期間1位であったサウジアラビアは2010年以降2位となっています。ベネズエラの確認埋蔵量は3,038億バレルで世界全体の17.5%のシェアを占めています。サウジアラビアの確認埋蔵量は2,975億バレルで世界シェア17.2%、以下、カナダ(1,681億バレル、シェア9.7%)、イラン(1,578億バレル、シェア9.1%)、イラク(1,450億バレル、シェア8.4%)、ロシア(1,078億バレル、シェア6.2%)、クウェート(1,015億バレル、シェア5.9%)、アラブ首長国連邦(978億バレル、シェア5.6%)と主に中東産油国が続きます。中東諸国だけで、世界全体の原油確認埋蔵量の約半分を占めています(第222-1-1)。

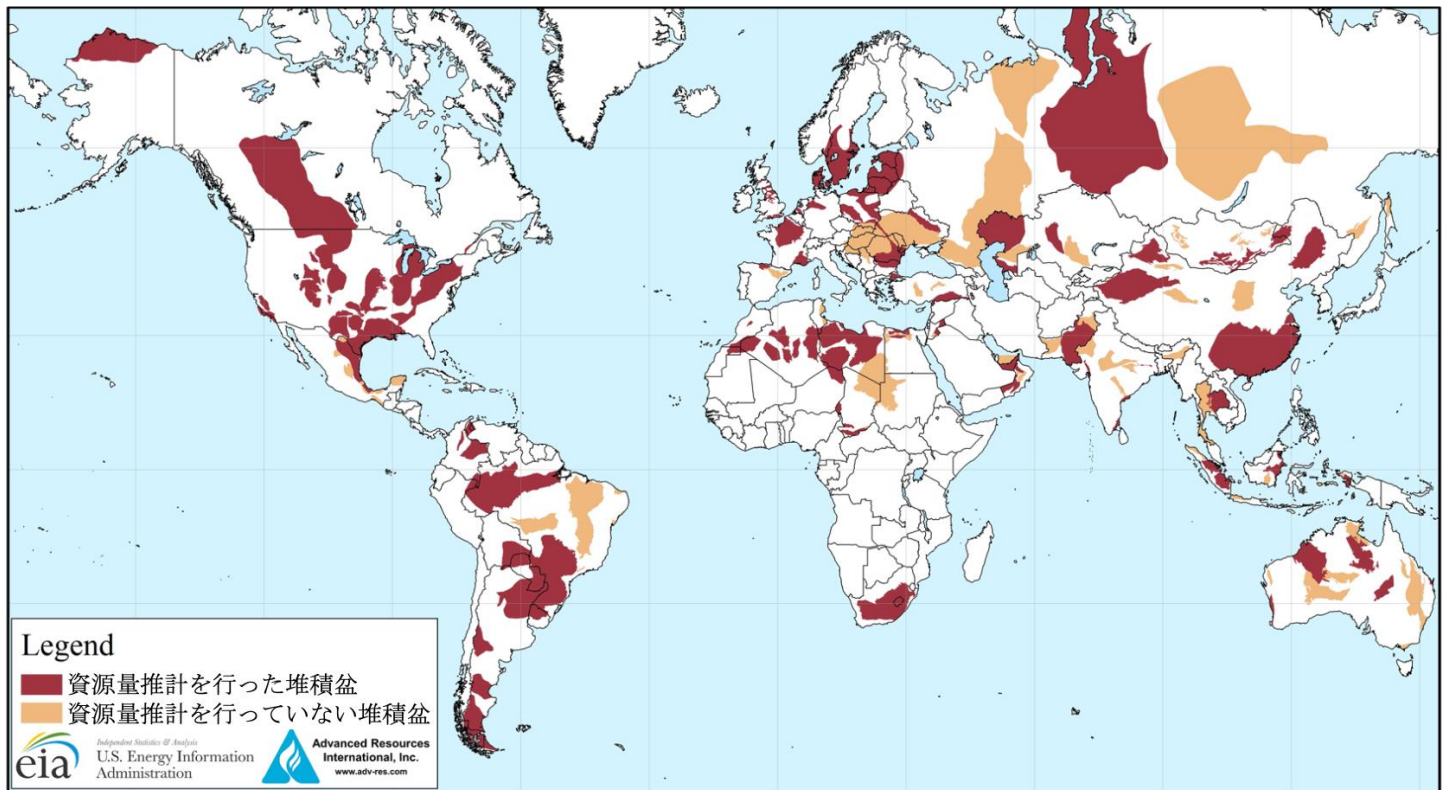
【第222-1-1】世界の原油確認埋蔵量(2020年末)



資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成(埋蔵量データは2021年版から更新なし)。

近年では、在来型石油とは異なった生産手法を用いて生産されるシェールオイル(タイトオイル)が注目されています。2015年9月の米国エネルギー情報局(EIA)による発表では、世界のシェールオイル可採資源量は4,189億バレルと推定されており、主なシェールオイル資源保有国は、米国、ロシア、中国、アルゼンチン、リビア等となっています。また2013年にはEIAがシェールオイル・シェールガス資源量評価マップを公開し、2015年に改訂版を公開しています(第222-1-2)。

【第222-1-2】EIAによるシェールオイル・シェールガス資源量評価マップ(2015年)



(注)「可採資源量」とは、技術的に生産することができる石油資源量を表したもので、経済性やその存在の確からしさ等を厳密に考慮していないという点で、「確認埋蔵量」よりは広い範囲の資源量を表す。

資料:EIA「World Shale Resource Assessments」(2015年9月)を基に作成

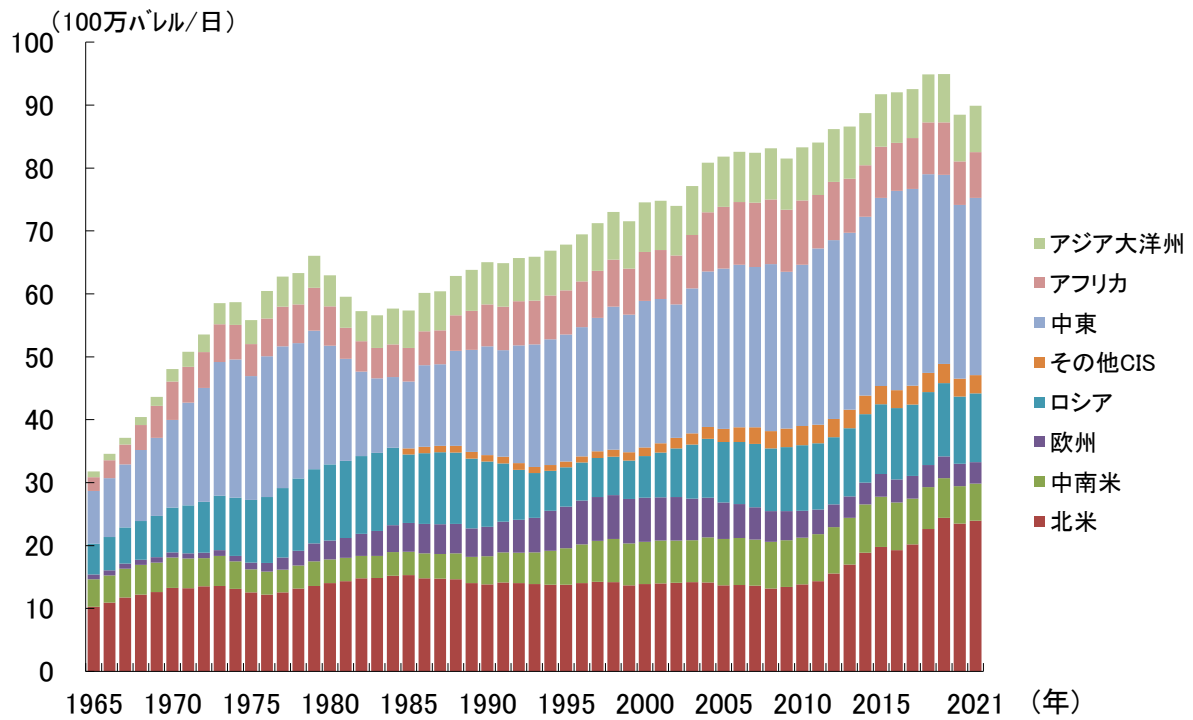
②原油生産の動向

世界の原油生産量は、石油消費の増加とともに拡大し、1973年の5,855万バレル/日から2021年には8,988万バレル/日と、この期間で約1.5倍に拡大しました。2021年の世界の原油生産量は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復による石油需要の増加で前年比1.6%増加しました。地域別に見ると、2000年以降、欧州で減産が進む一方、アジア大洋州とアフリカ、中南米の生産量はほぼ横ばい、ロシア、中東、北米の生産量は堅調に増加していました。2021年は、北米、中東、アフリカ等の地域で増加しました(第222-1-3)。

OPEC産油国（サウジアラビア、イラン、イラク、クウェート、アラブ首長国連邦(UAE)、ベネズエラ等）の生産量は1970年代までの大幅増産後、高油価を背景とする非OPEC産油国の増産や世界の石油消費の低迷を受け、1980年代前半に減少しましたが、1980年代後半から回復しました。この結果、世界の原油生産量に占めるOPECのシェアは、1970年代前半の50%前後から低下して1980年代半ばには30%を割り込んだものの、その後再び上昇し1990年代以降は40%前後で推移しています。

非OPEC産油国(旧ソビエト連邦諸国(CIS)、米国、メキシコ、カナダ、英国、ノルウェー、中国、マレーシア等)の生産量は1965年以降、概ね堅調に増加しており、1965年の1,809万バレル/日から、2021年には5,813万バレル/日に達しています。増加の内訳は年代によって異なり、1970年代から1980年代にかけては北米やCIS、アジア大洋州、欧州が、1990年代は欧州と中南米、また2000年代に入ってからCISがけん引してきました。その後2010年代以降は、シェールオイル生産の技術革新(シェール革命)により急速に生産量を増加させている米国の動向が注目されています(第222-1-4)。

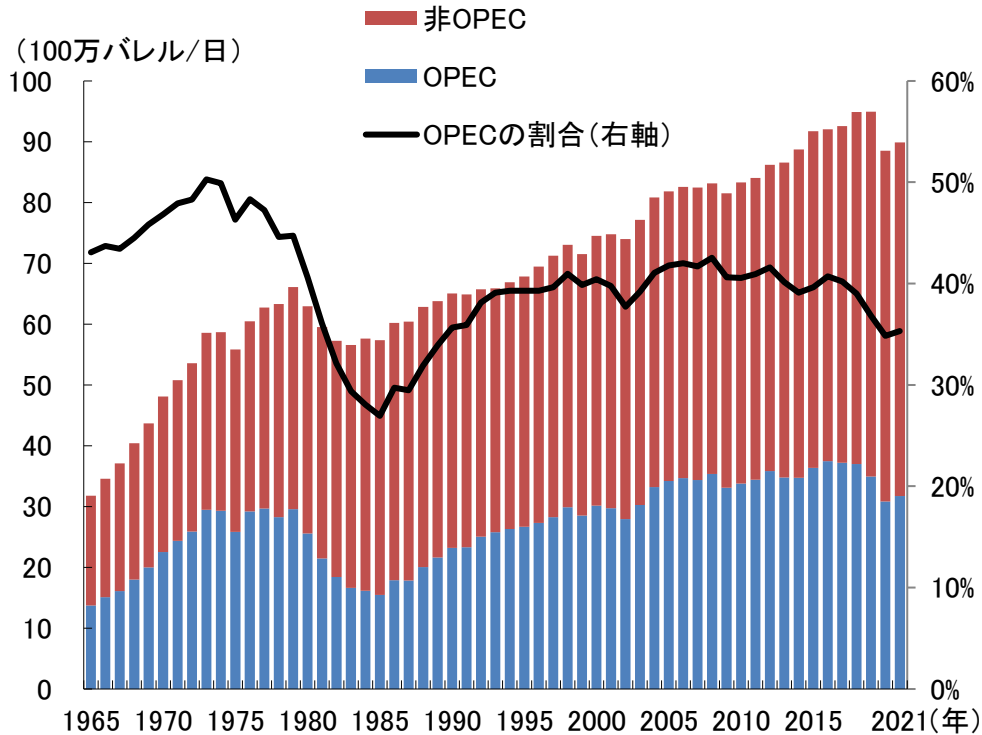
【第222-1-3】世界の原油生産動向(地域別)



(注) 1984年までのロシアには、その他旧ソ連邦諸国を含む。

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

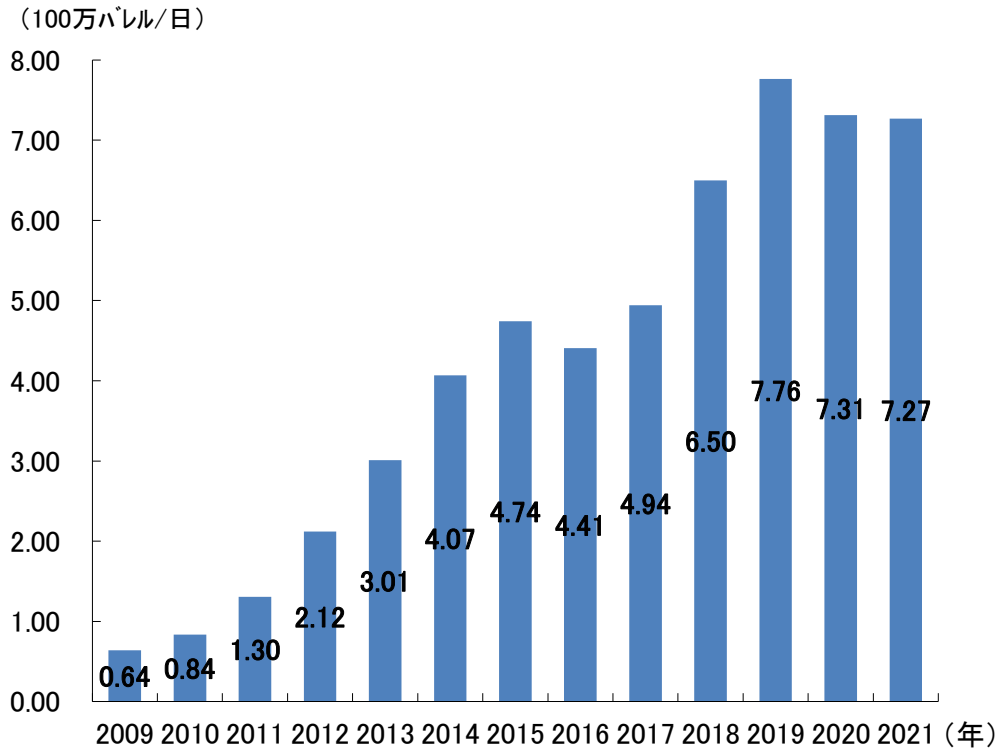
【第222-1-4】世界の原油生産動向(OPEC、非OPEC別)



(注) 上図の非OPECにはロシア等の旧ソ連邦諸国を含む。
資料:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

米国の生産量は、シェールオイル増産により、近年急速に増加しました。特に原油価格が高止まりを続けた2012年から2015年にかけては、毎年50万バレル/日を超える生産量の増加が見られました。その後、油価の下落局面では生産量が減少する年もありましたが、シェールオイルの開発・生産コストの低下も進み、2016年から2019年にかけて生産量は増加しました。ただし、2020年は新型コロナウイルス感染症の影響による石油需要減少で原油価格が下落したことや、新規投資の抑制等で生産量が前年比で減少しました。2021年は原油価格の上昇があるものの、投資抑制の影響等で生産量は2020年とほぼ同水準となりました(第222-1-5)。

【第222-1-5】米国のシェールオイルの生産量



資料:EIA「Tight oil production estimates」を基に作成

OPEC/非OPECによる協調減産

シェールオイル生産量の増加に対して、当初OPEC産油国は市場シェア確保を重視して増産で対抗したため、世界では供給過剰の状態が続き、その後の油価低迷を招くことになりました。OPEC³⁶と非OPEC産油国は長引く油価低迷を打開するため、2016年11月から12月の第171回OPEC総会及び第1回OPEC・非OPEC閣僚会議で、15年ぶりの協調減産(180万バレル/日規模)に合意しました。これを契機に協調減産に参加したOPEC・非OPEC産油国(当初、計25か国)³⁷はOPECプラスと呼ばれるようになりました。

その後もOPECプラスは原油価格を一定の範囲内に収めることを目的として、市場環境(原油の需給動向、在庫状況等)にあわせ、参加国間で原油生産量の調整(増減)を続けていました。しかし、世界で新型コロナウイルス感染症のまん延が顕著になり始めた2020年3月の第8回OPEC・非OPEC閣僚会議では、協調減産量の拡大について議論されたものの、参加国間での合意に至らず、協調減産は3月末で終了することになりました。会議後すぐに、サウジアラビアやUAEは同年4月からの増産を打ち出したものの、その後の原油価格の急落を受け、4月に再びOPEC・非OPEC閣僚会議が開催されました。第9回、第10回の2度の会議を経て、新型コロナウイルス感染症の影響による原油需要の大幅な減少への対応のため、OPECプラスで970万バレル/日というかつてない規模の減産を行うことで合意しました。

この減産合意は、2020年7月末まで維持されましたが、世界経済が徐々に回復傾向にあるとの見方から、OPECプラスはその後、770万バレル/日(2020年8～12月)、720万バレル/日(2021年1月～)、690万バレル/日(2021年4月～)と減産幅を段階的に縮小していきました。

その後は毎月減産幅の縮小を実施し、2022年8月には減産幅がゼロになりました。

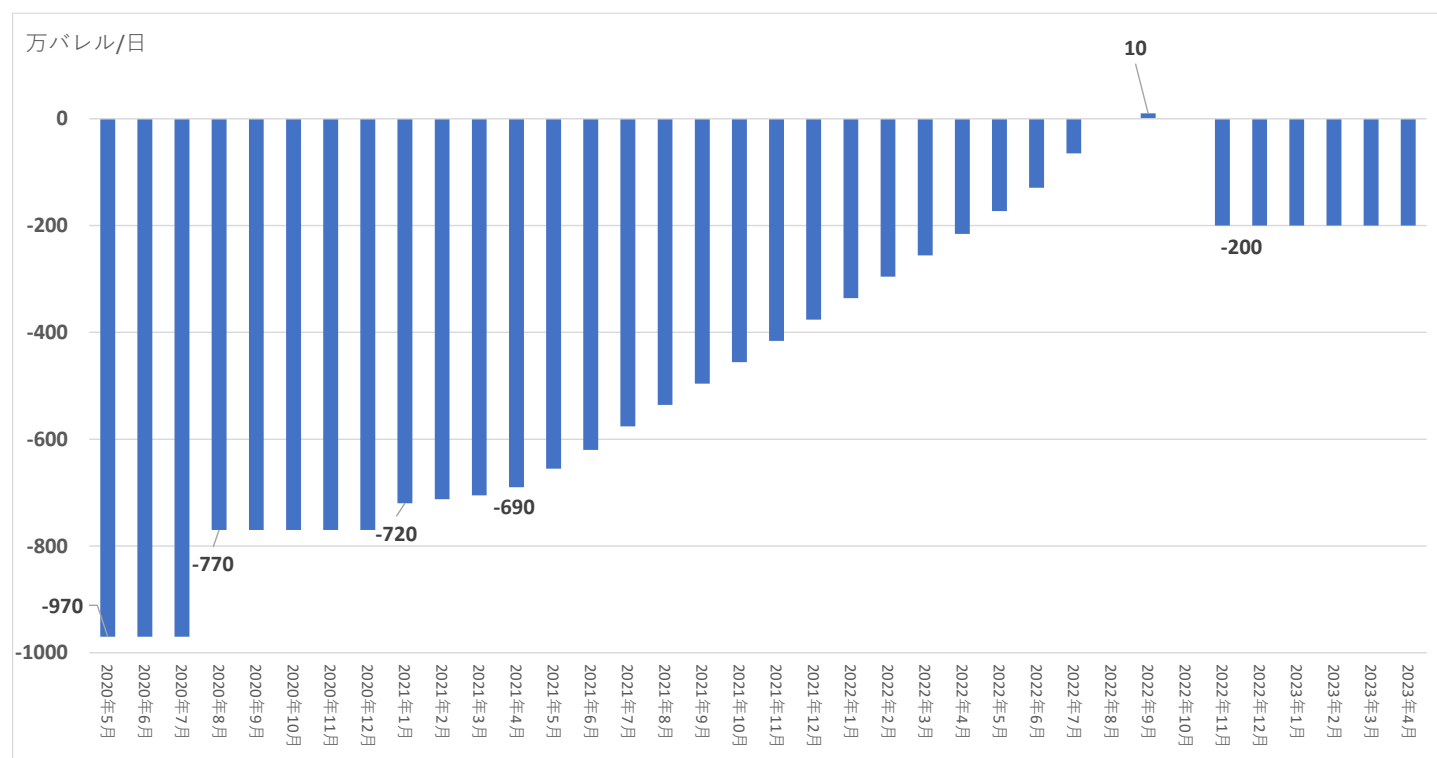
その後、OPECプラスは消費国の要請等もあり、2022年9月から10万バレル/日の小幅な増産を決定しましたが、同年10月には10万バレル/日の減産を決定し、同年11月からは世界的な景気減速の懸念により、200万バレル/日の大幅減産で合意

³⁶ OPEC加盟国の内、内戦等の特殊事情により減産状態にあるベネズエラ、リビア、イランは減産の対象外とされました。

³⁷ 2019年1月にカタール、2020年1月にエクアドルがOPECを脱退したことにより、2020年12月時点で計23か国。

しました(第222-1-6)。

【第222-1-6】OPEC/非OPECの増減産目標値推移



(注) 原則基準量は2022年8月。サウジアラビア、ロシアは11百万/バレルを基準としています
資料:OPECプレスリリースをもとに作成

③石油消費の動向

世界の石油消費量は、経済成長とともに増加傾向をたどってきました。1973年に5,569万バレル/日であった世界の石油消費量は2019年には9,775万バレル/日まで増加しました(年平均成長率1.2%)。しかし、2020年は、新型コロナウイルス感染症の影響で世界の石油消費量は前年比9.2%減少して8,875万バレル/日になりました。その後、2021年の世界の石油消費量は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により前年比6.0%増加して9,409万バレル/日になりました。

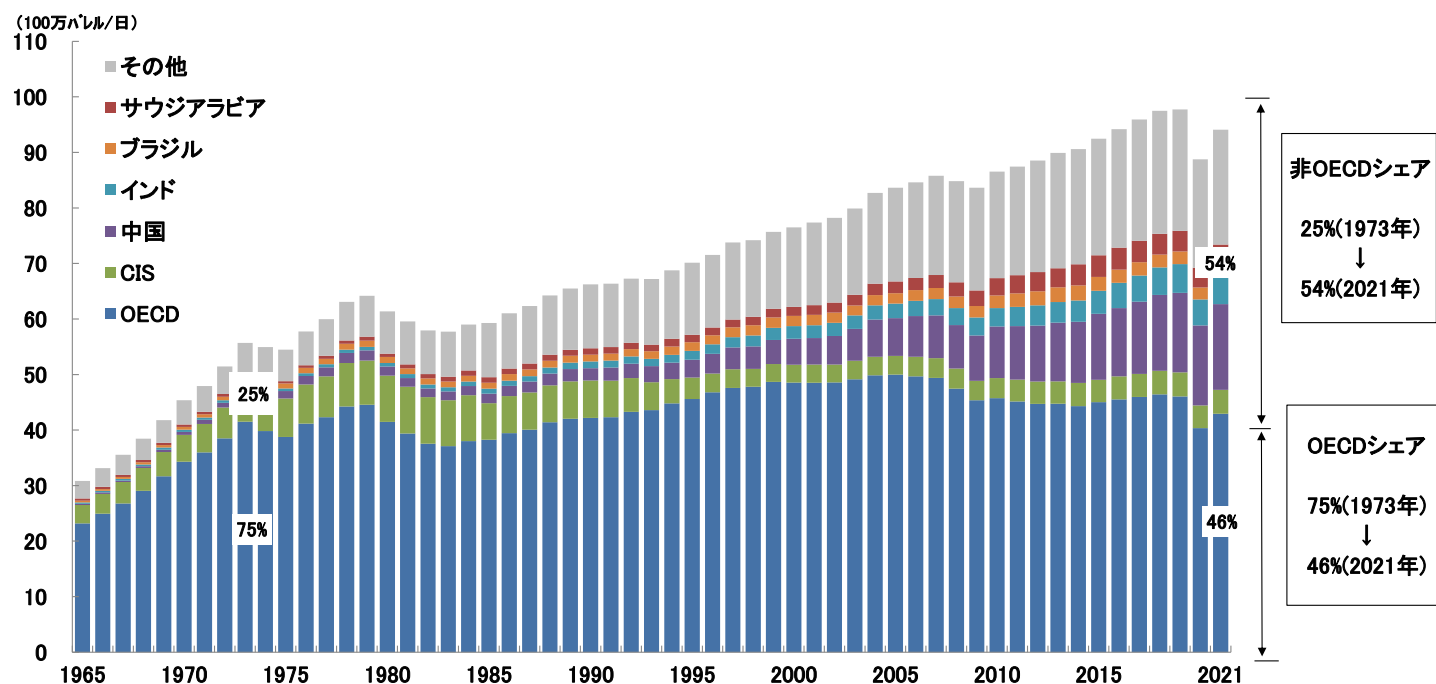
OECD諸国の石油消費量は、1973年の4,149万バレル/日から、二度の石油危機に起因する世界経済低迷に加え、原子力、天然ガス等の代替エネルギーへの転換を受け、1980年代前半まで減少しました。1980年代後半以降は、経済成長とともに緩やかに増加しましたが、自動車の燃費改善や原油及び石油製品価格高騰を背景に、2005年以降は減少傾向となりました。2015年以降は原油及び石油製品価格の下落に伴い再び増加傾向となり、原油及び石油製品価格が上昇した2018年でも増加は続いて4,637万バレル/日になりました。しかし、2019年は世界的な気候変動対策の高まり等から4,606万バレル/日と再び減少、さらに2020年は新型コロナウイルス感染症の影響が加わり前年比12.4%減少して4,036万バレル/日になりました。しかし、2021年は新型コロナウイルス感染症からの経済回復により前年比6.4%増加して4,294万バレル/日になりました。

非OECD諸国では著しく消費が増加しています。堅調な経済成長に伴い、1973年の1,420万バレル/日から、2019年には5,168万バレル/日に増加しました(年平均成長率2.8%)。しかし、2020年は非OECD諸国においても新型コロナウイルス感染症の影響で石油消費量は前年比6.4%減少して4,839万バレル/日になりました。ただし、中国の2020年の石油消費量は前年比

1.6%増加しました。2021年は非OECD諸国でも新型コロナウイルス感染症からの経済回復により、石油消費量は前年比5.7%増加して5,115万バレル/日となりました。

その結果、世界の石油消費量に占める非OECD諸国のシェアは1973年の25%から2021年には54%となり、逆に同期間内のOECD諸国のシェアは75%から46%まで低下しました(第222-1-7)。

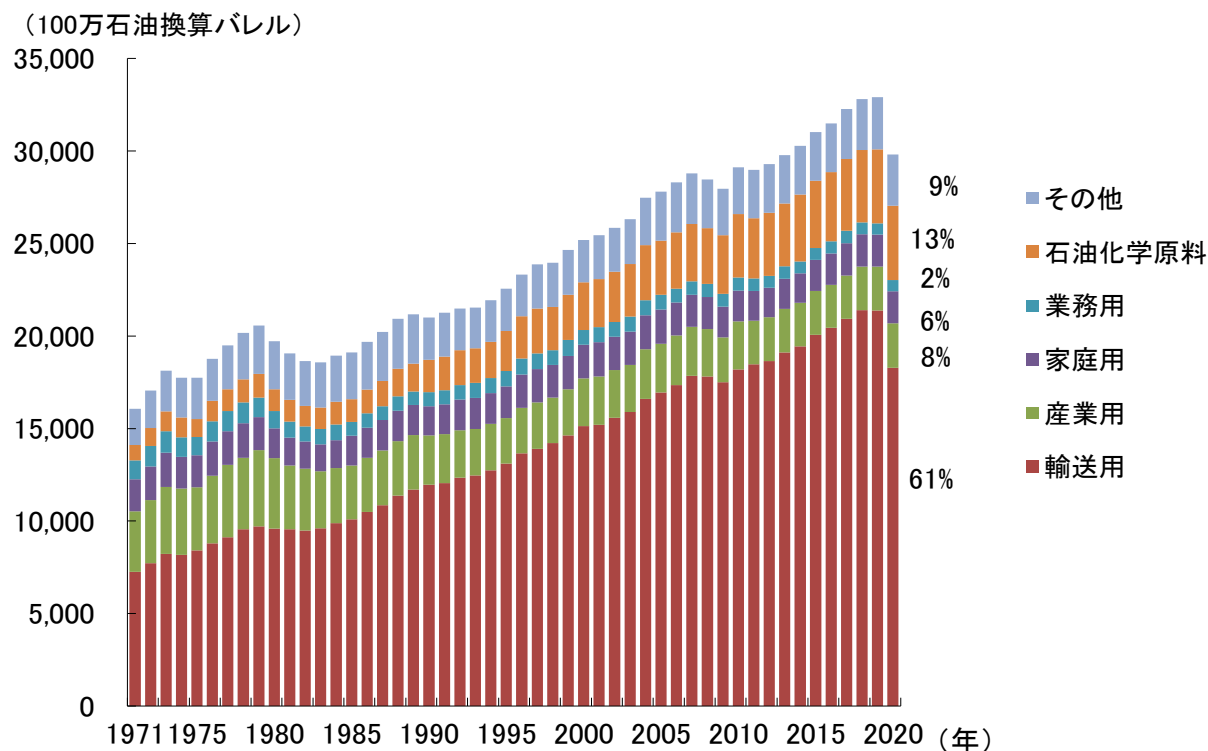
【第222-1-7】世界の石油消費の推移(地域別)



資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

石油は様々な用途で消費されますが、輸送用としての消費が大きな割合を占めており、2020年における世界の石油消費量の内、61%が輸送用となっています。輸送用の消費量は自動車保有台数の増加に伴い、1971年の7,262百万石油換算バレルから2020年には18,276百万石油換算バレルに拡大しており、世界の石油消費量増加の主要因となっています。また、石油化学原料用としての消費も堅調に増加しています。ただし、2020年は新型コロナウイルス感染症の影響で輸送用を中心に消費が落ち込みました(第222-1-8)。

【第222-1-8】世界の石油消費の推移(部門別)



資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

④石油貿易の動向

世界の石油貿易は、石油消費の増加とともに着実に拡大してきました。2021年の世界全体の石油貿易量は6,839万バレル/日であり、そのうち日米欧による輸入量が合計で2,576万バレル/日と全体の38%を占めました。

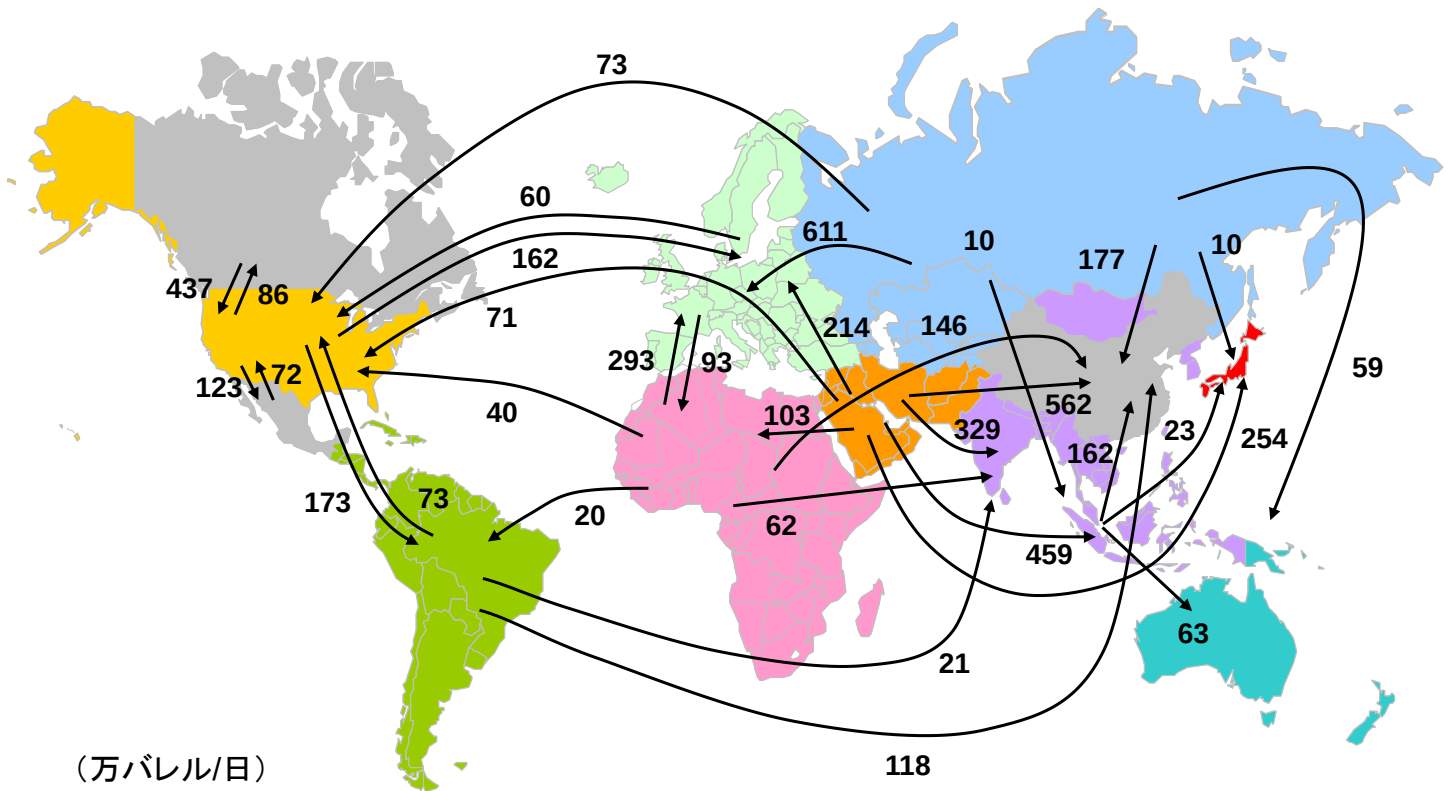
一方の輸出は、中東からの輸出量が2,206万バレル/日と最大のシェアを誇っており、全体の32%を占めました。以下、北米(1,4137万バレル/日)、CIS諸国(1,054万バレル/日)、西アフリカ(395万バレル/日)、中南米(302万バレル/日)等が主要な石油輸出地域となっています³⁸。

仕向地別では中東地域からの石油輸出量のうち、10%(214万バレル/日)が欧州向け、3%(71万バレル/日)が米国向け、77%(1,704万バレル/日)がアジア大洋州地域向けであり、中東地域にとって、アジア大洋州地域が最大の市場となっています(第222-1-9)。

なお、アジア地域の中東依存度は域内需要の増加に伴い、1990年代以降は常に欧米より高い水準で推移しています。

³⁸ BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成。

【第222-1-9】世界の石油の主な石油貿易(2021年)



(注) 上図の数値は原油及び石油製品の貿易量を表す。

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基にBPの換算係数を使用して作成

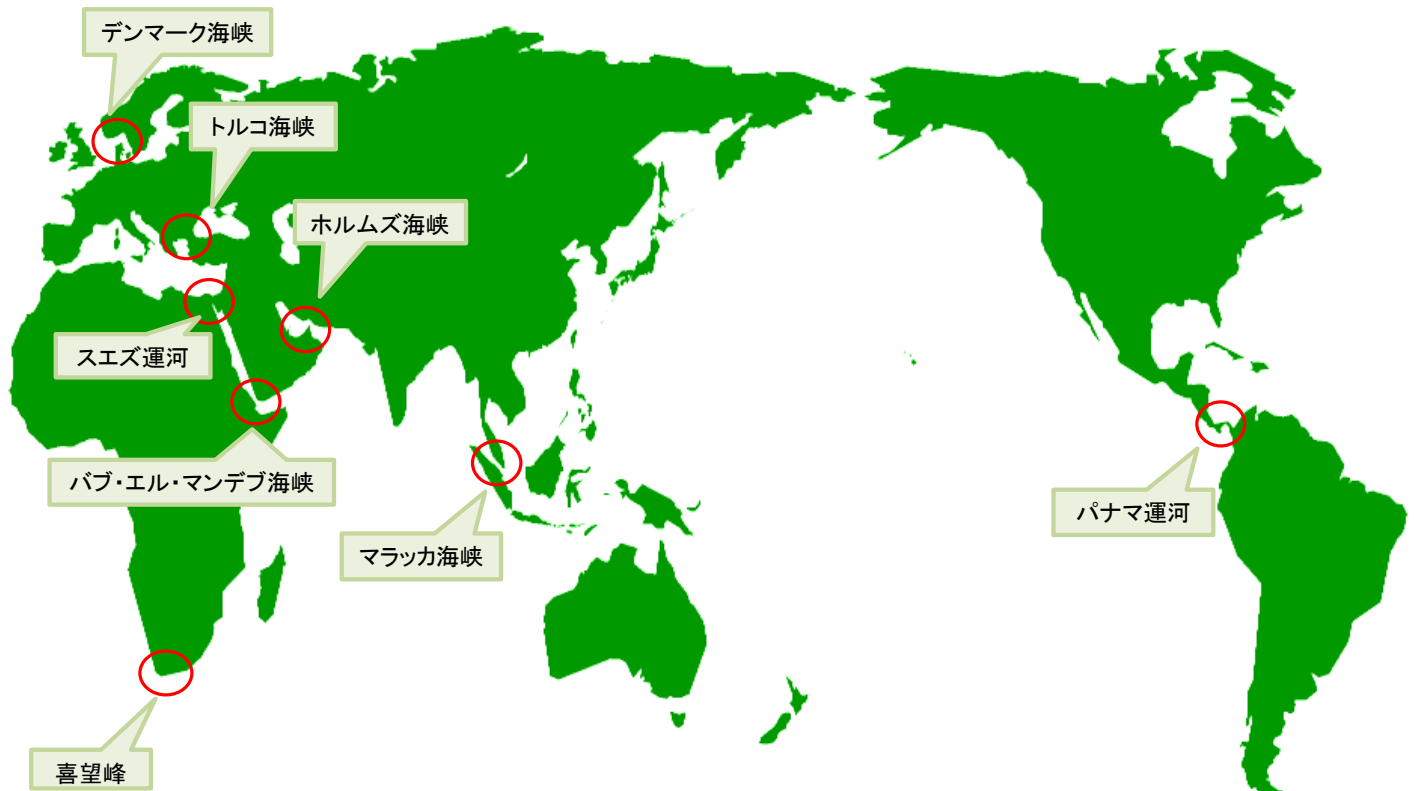
また、石油が輸送される際の安全確保は、エネルギー安全保障の上でも非常に重要です。世界的に海上輸送ルートとして広く使われる狭い海峡をチョークポイントと呼びます。ここでのチョークポイントについては、米国エネルギー省エネルギー情報局(EIA)が示したレポートにあるチョークポイント8カ所、すなわちホルムズ海峡、マラッカ海峡、バブ・エル・マンデブ海峡、スエズ運河、トルコ海峡、パナマ運河、デンマーク海峡、喜望峯を使用します。

各国の輸入する原油がこれらのチョークポイントを通過することをリスクととらえ、チョークポイント比率を算出しました。フランスやドイツ、英国等の場合、チョークポイントを通過するのは中東から輸入する原油にほぼ限られるため、比較的チョークポイント比率が低くなります。他方、日本を始め、中国、韓国等の東アジア諸国の場合、輸入原油の大半はマラッカ海峡を通過しますが、中東から輸入する原油の大半は、それに加えホルムズ海峡を通過することになるため、複数のチョークポイントを通過することでリスクが増加し、数値も上昇する傾向にあります(222-1-10)。

【第222-1-10】チョークポイントリスクの推移(推計)

チョークポイント 比率(%)	2000年代	2015年	2021年
フランス	71.8	65.5	51.8
ドイツ	45.0	58.4	56.8
英国	12.7	8.5	7.9
米国	48.3	42.5	22.2
中国	142.5	149.6	152.0
日本	177.8	167.7	183.2
韓国	163.6	175.8	168.5

(注1) チョークポイントを通過する各国の輸入原油の数量を合計し、総輸入量に対する割合をチョークポイント比率として計算。チョークポイントを複数回通過する場合は、数量を都度計上するため、チョークポイント比率は100%を超えることもある。
(注2) チョークポイント比率が低いほど、チョークポイント通過せずに輸入できる原油が多いため、リスクが低いという評価になる。



資料:IEA「Oil information 2022 database」、中国輸入統計を基に作成

⑤原油価格の動向

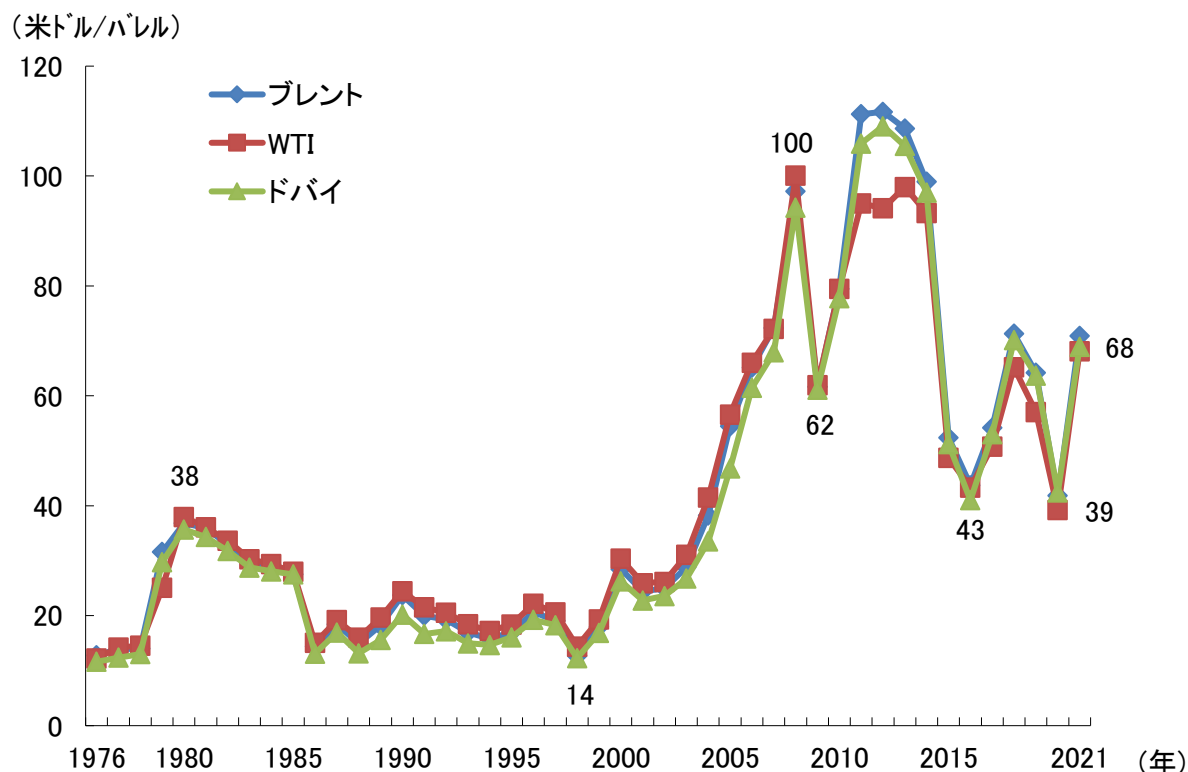
原油価格は、これまでも大きな変動を繰り返してきました。2000年代半ば以降、中国を始めとする非OECD諸国において石油需要が急増したことを受けて上昇し続けた原油価格は、2008年の米国大手証券会社の経営破綻に端を発する経済危機(リーマンショック)に伴って急落しました。その後は、非OECD諸国がけん引する形で世界経済が回復したことや、OPEC産油国が減産したことで、価格は上昇に転じました。2011年から2014年までの年間平均価格は、欧州のブレント原油で1バレル99ドルから112ドル、米国のWTI原油で93ドルから98ドルの範囲で推移しました。

2014年の夏以降は、米国を筆頭とする非OPEC産油国の供給増加、これに対抗する形でOPECが市場シェアの確保を重視して増産したこと、そして非OECD諸国の経済成長の減速に伴う石油需要の伸びの鈍化等を受け、原油価格は急速に下落しました。その後、2017年1月からのOPECプラス協調減産も奏功し、価格は回復しました。2018年後半には需給緩和の懸念によって価格が急落しましたが、その後OPECプラスが2019年1月より減産量を見直したことにより価格は上昇しました。

2020年に入り、世界中で新型コロナウイルス感染症の影響が顕著になる中、徐々にOPECプラス参加国の足並みが揃わなくなり、2020年3月末に協調減産体制は終了しました。協調体制終了に伴いサウジアラビアやUAEは同年4月から増産を打ち出したものの、新型コロナウイルス感染症による移動制限や経済活動の停滞に伴い、世界の原油需要は大きく落ち込み、原油価格は大幅に急落し、同月にはWTI原油でマイナス価格を記録しました。それを受け、OPECプラスは再び協議を行い、970万バレル/日というかつてない規模の減産に合意しました。その後、世界経済が徐々に回復傾向にあるとの見方から、同年8月以降OPECプラスは協調減産幅を段階的に縮小していきました。2020年秋以降、経済活動が徐々に再開される中で、石油需要が増加するとともに減産の効果もみられ、価格は上昇していきました。

その後、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略により、原油価格は同年3月にブレント原油で一時1バレル133ドル台、WTI原油で123ドル台まで上昇しました。その後、中国での一部都市におけるロックダウンや消費国の備蓄石油放出等により価格は下落しました。2023年3月上旬時点でブレント原油が80ドル台、WTI原油が70ドル台となっています(第222-1-11)。

【第222-1-11】国際原油価格の推移



(注) 図中価格の数字はWTIの数字

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

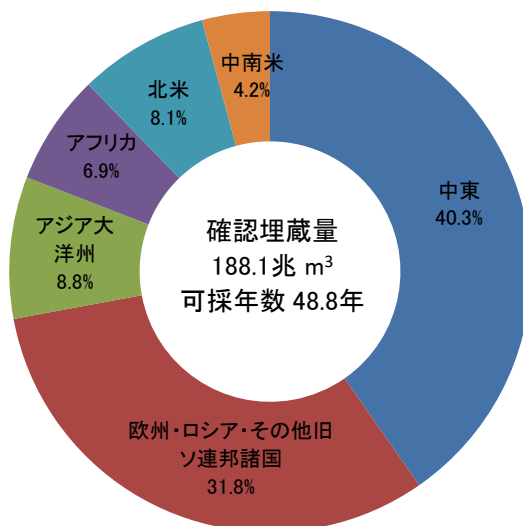
(2) ガス体エネルギー

①天然ガス

(ア) 資源の分布

世界の天然ガスの確認埋蔵量は、2020年末で約188.1兆 m^3 でした。中東のシェアが約40.3%と高く、欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国が約31.8%で続きます。石油埋蔵量の分布に比べて、天然ガス埋蔵量の地域的な偏りは比較的小さいと言えます。また、確認埋蔵量を2020年の生産量で除した天然ガスの可採年数は2020年末時点で48.8年でした(第222-1-12)。

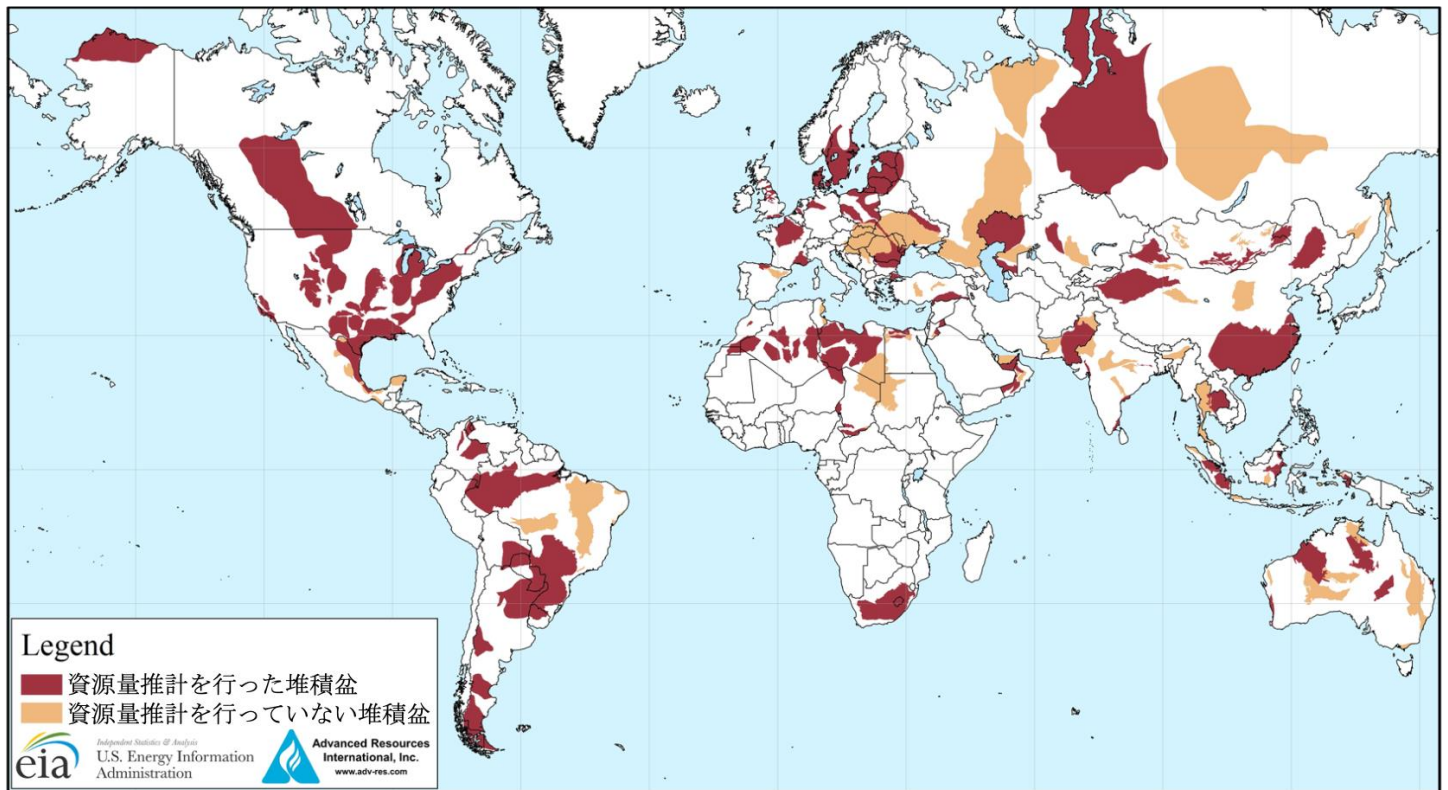
【第222-1-12】地域別天然ガス埋蔵量(2020年末)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成(埋蔵量データは2021年版から更新なし)。

近年は、シェールガスや炭層メタンガス(CBM)といった非在来型天然ガスの開発が進展しており、特にシェールガスは大きな資源量が見込まれています。2015年9月に更新された米国エネルギー情報局(EIA)の評価調査によると、シェールガスの技術的回収可能資源量は、評価対象国合計で214.4兆 m^3 とされており、在来型天然ガスの確認埋蔵量よりも多いと推計されています。また、地域的な賦存では、北米以外にも、中国、アルゼンチン、アルジェリア等に多くのシェールガス資源が存在すると報告されています(第222-1-13)。



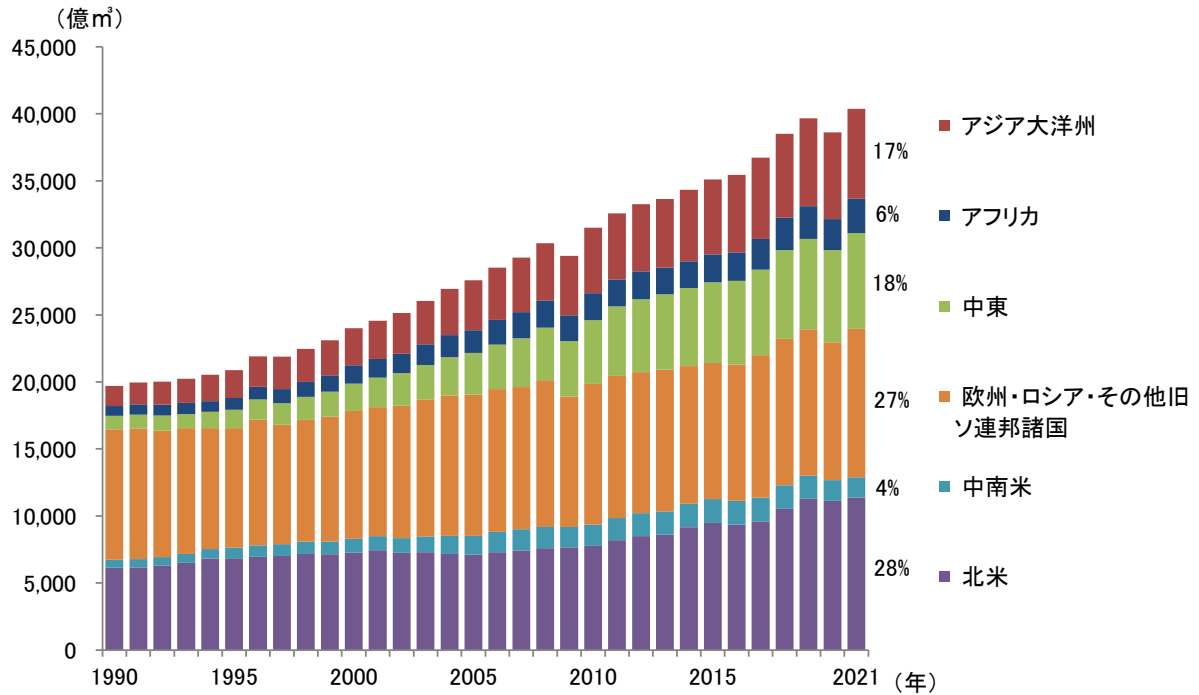
資料:EIA「World Shale Resource Assessments」(2015年9月)を基に作成

(イ) 天然ガス生産の動向

2021年の天然ガス生産量は約4.0兆 m^3 でした。天然ガスの生産量は2011年から2021年にかけて増加し、この間の年平均伸び率は2.2%となりました。なお、新型コロナウイルス感染症の影響により、2019年から2021年にかけての年平均伸び率は0.9%(2020年は前年比-2.7%、2021年は前年比4.5%)となりました。

地域別には、2021年時点では北米が世界の生産量の約28%、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国が約27%を占めました。シェール革命で生産が増加している米国を中心とした北米、国内の天然ガス需要が急増している中国やLNGプロジェクト開発が相次いだ豪州を抱えるアジア大洋州、世界最大級の構造的ガス田を有し、石油に依存した経済からの脱却を図る中東地域で、天然ガス生産量の大きな増加を示しています(第222-1-14)。

【第222-1-14】地域別天然ガス生産量の推移



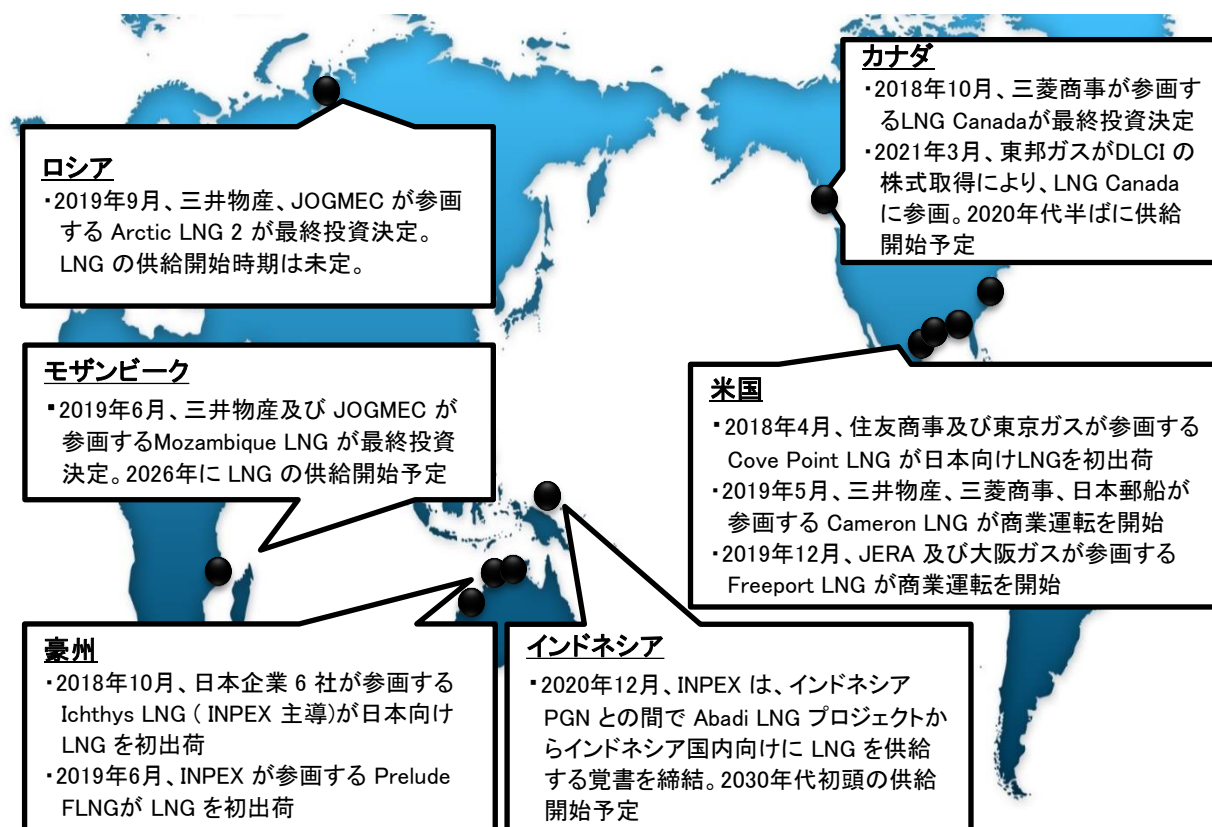
(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

世界的な天然ガス消費の伸びに対応するため、大規模な天然ガスの資源開発が進められています。豪州や米国での相次ぐ新規LNGプロジェクト稼働開始により、LNGの供給が増加しています(第222-1-15)。2020年は油価低下の影響を受け、新規LNGプロジェクトの最終投資決定は低迷しましたが、堅調なLNG需要に対応するため、今後も新規プロジェクト投資が必要であると考えられます。

また、脱炭素燃料として注目される水素やアンモニアの原料等、天然ガスの新たな利用可能性を広げる技術について研究開発が進展しており、一部では既に商業生産が行われています。

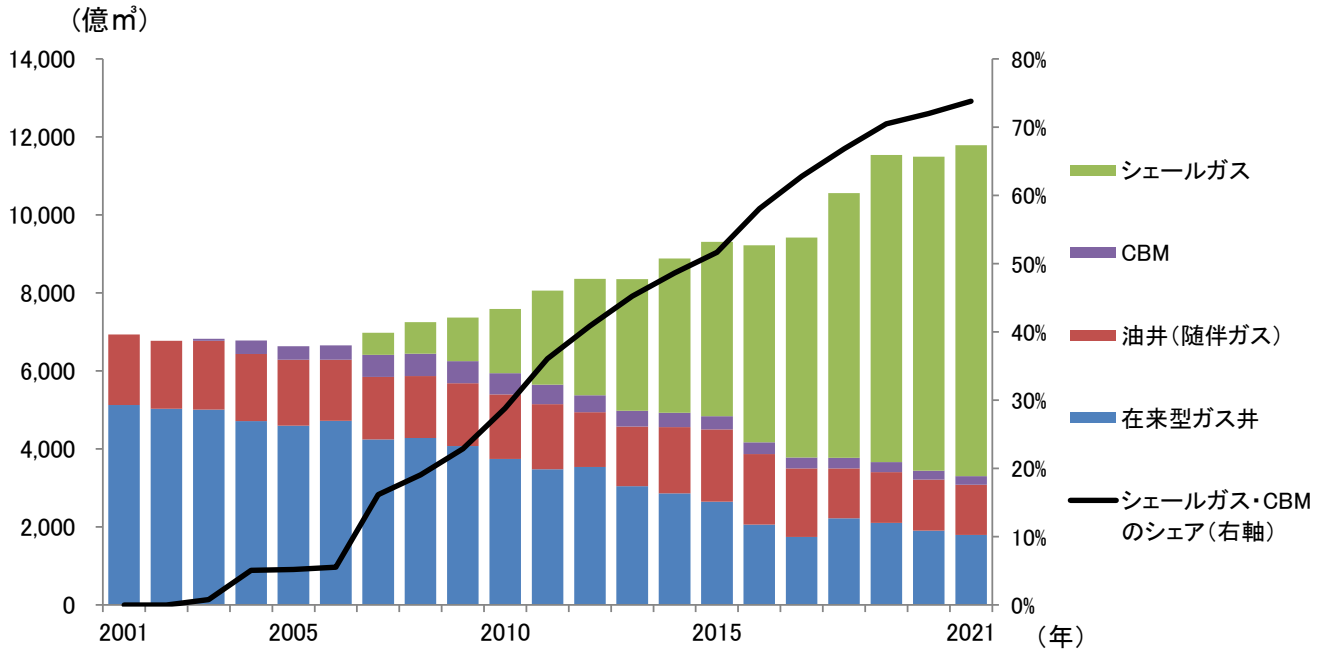
【第222-1-15】日本企業が参画する近年の主要なLNGプロジェクト



資料:各種資料を基に作成

世界各国でシェールガスやCBM等の非在来型天然ガスの開発計画が立てられており、特に米国におけるシェールガス増産が顕著です。EIAによると、米国のシェールガスの生産量は2007年から右肩上がりに急増し、2021年には8,490億m³に達しています(第222-1-16)。

【第222-1-16】米国の在来型ガス、シェールガス及びCBM生産量



(注) 在来型ガスはガス層を目指して掘削したガス生産専用井により回収している。
資料:EIA「Natural Gas Data」を基に作成

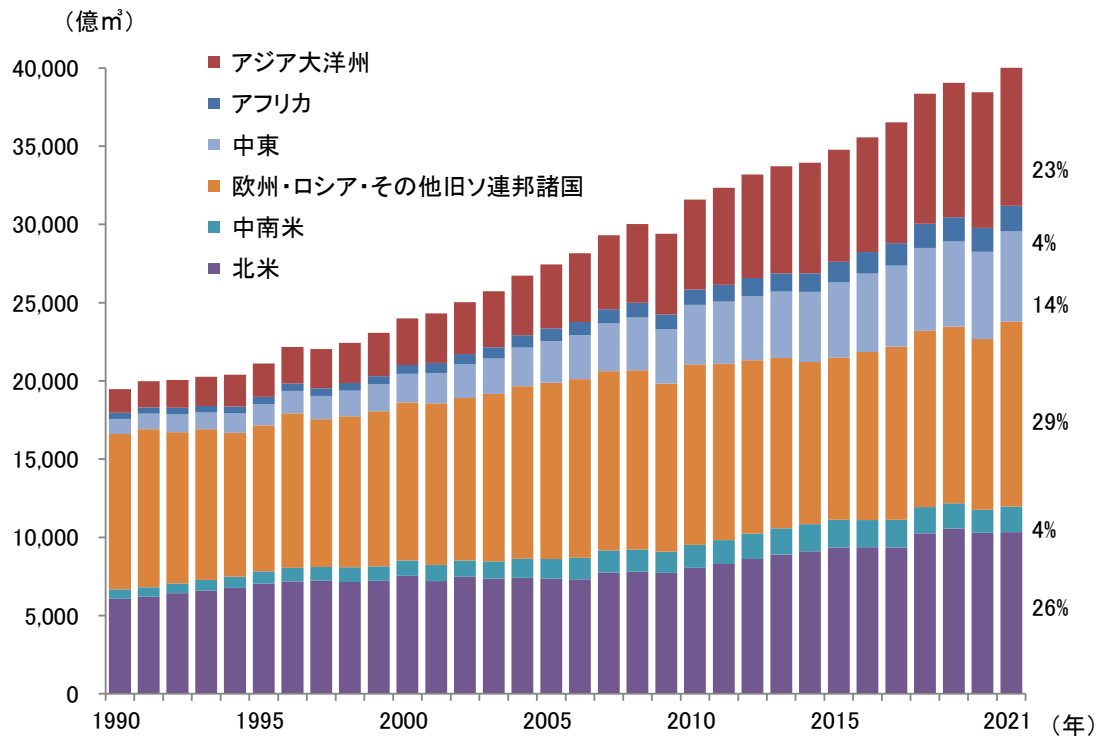
(ウ) 天然ガス消費の動向

世界の天然ガス消費量は2011年から2021年の間、年平均で2.2%増加しました。天然ガスは石炭や石油等に比べて環境負荷が低いことや、コンバインドサイクル発電³⁹等の技術進歩、競合燃料に対する価格競争力の向上等によって近年まで利用が拡大してきています。なお、新型コロナウイルス感染症の影響から2019年から2021年にかけての年平均伸び率は1.7% (2020年は前年比1.6%の減少、2021年は前年比5.0%の増加)となりました。

2021年の天然ガス消費量の地域別内訳を見ると、「北米」と「欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国」で世界の約55%を占めています。これらの地域で特に消費量が多い背景として、域内で豊富に天然ガスが生産され、産業や暖房用途等に天然ガスの利用が進んでいることや、パイプライン等のインフラが整備されており、天然ガスを気体のまま大量に輸送して安価に利用することが可能であること等が挙げられます(第222-1-17)。

³⁹ コンバインドサイクル発電とは、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式です。

【第222-1-17】天然ガスの消費量の推移(地域別)

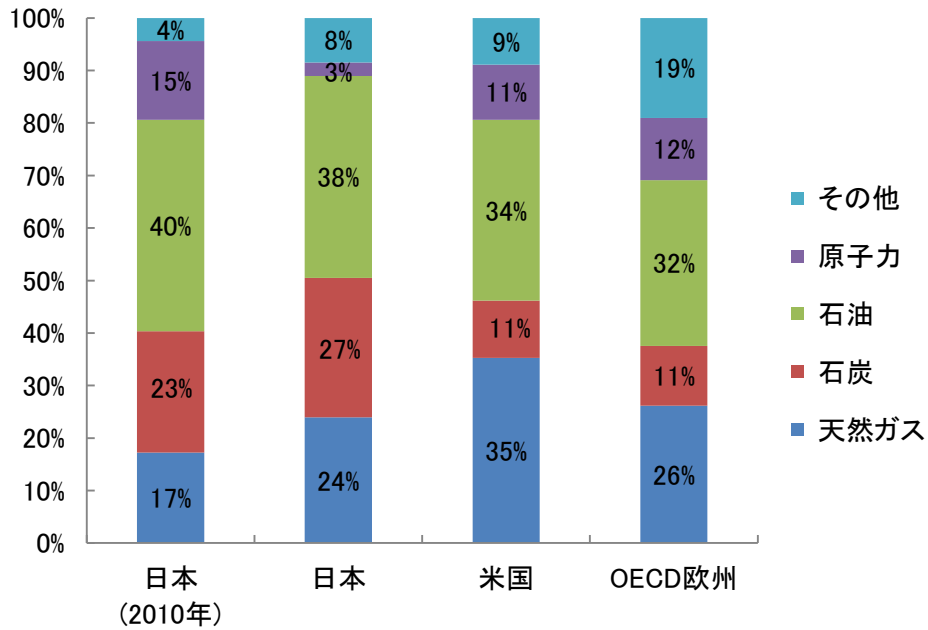


(注) 端数処理の関係で合計100%にならない場合がある。

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

世界各国の一次エネルギー総供給量に占める天然ガスの割合を見ると、2020年に米国は35%、OECD欧州は26%であり、日本は24%とOECD欧州と同程度となっています(第222-1-18)。

【第222-1-18】日本・米国・OECD欧州の一次エネルギー構成(2020年)

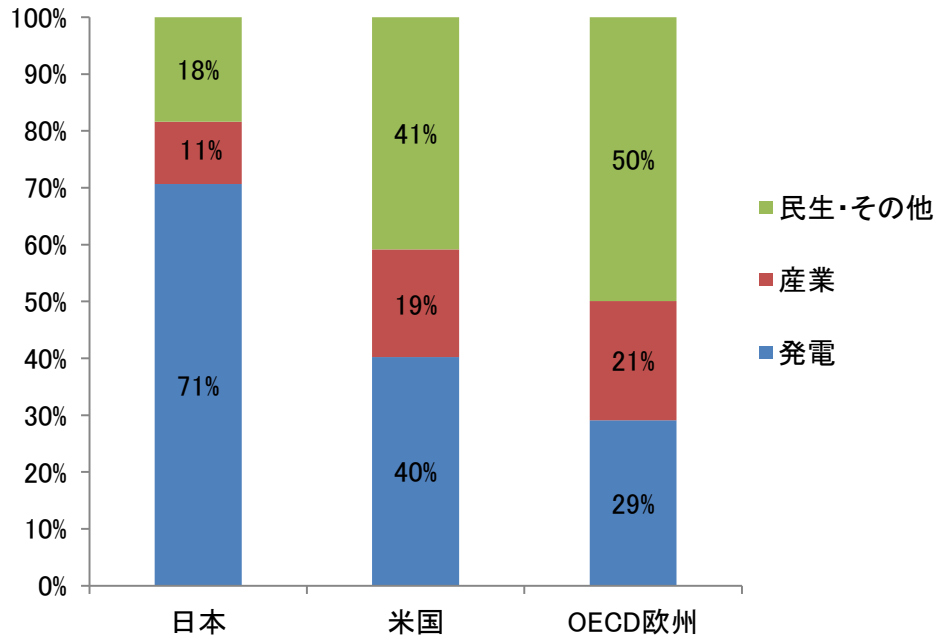


(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

天然ガスの用途を見ると、日本と欧米とでは大きな差異があります。日本では発電用の割合が全体の71%を占め、産業用は11%、民生・その他用は18%に過ぎません。これに対して、米国、OECD欧州では発電用の割合がそれぞれ40%、29%と日本よりも低く、その分、民生・その他用や産業用としての利用の割合が高くなっています(第222-1-19)。

日本では、LNGという形態でしか天然ガスを輸入できなかったため、需要が集積しやすい発電用や一定規模以上の大手都市ガス会社による利用を中心に導入が進みました。この結果、天然ガスの需要がある地域にLNG基地が順次立地し、LNG基地から、需要に応じてパイプラインが徐々に延伸するという日本特有のインフラ発展形態となりました。発電用と比べて需要が地理的に分散している民生用や産業用では、天然ガス利用は相対的に遅れています。

【第222-1-19】日本・米国・OECD欧州における用途別天然ガス利用状況(2020年)



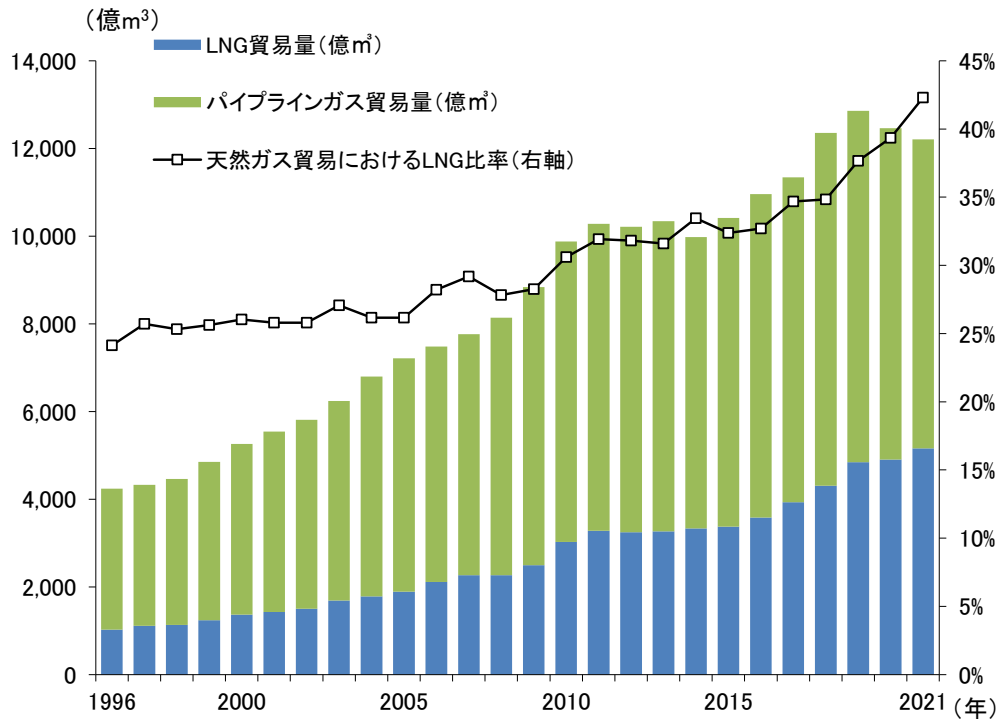
(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

(エ) 天然ガス貿易の動向

2021年の1年間で取引された天然ガスの貿易量1兆2,206億 m^3 のうち、パイプラインにより取引された量は7,044億 m^3 (貿易量全体の58%)、LNGによる取引は5,162億 m^3 (同42%)でした(第222-1-20)。

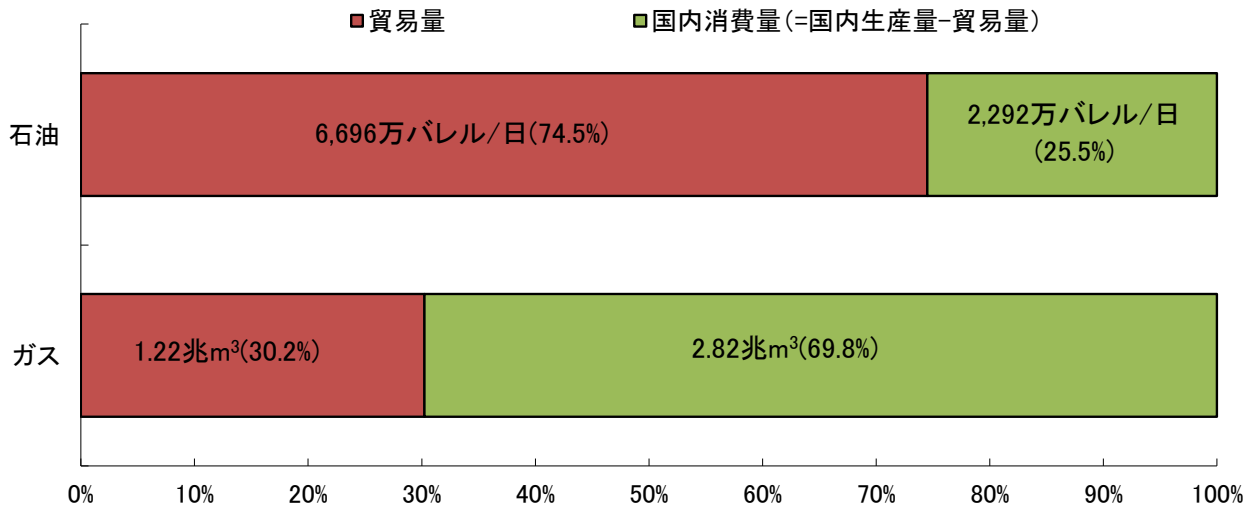
2021年の世界全体の天然ガス生産量の30.2%が生産国では消費されずに、他国へ輸出されました。天然ガスの貿易量は増加しているものの、その割合は、生産量の74.5%が他国に輸出される石油とは大きく異なっています(第222-1-21)。

【第222-1-20】世界の輸送方式別天然ガス貿易量の推移



(注) 2008年以前の数値には旧ソ連域内における貿易量を含んでいない。
資料:BP「Statistical Review of World Energy」(各年版)を基に作成

【第222-1-21】石油、天然ガスの貿易比率(2021年)



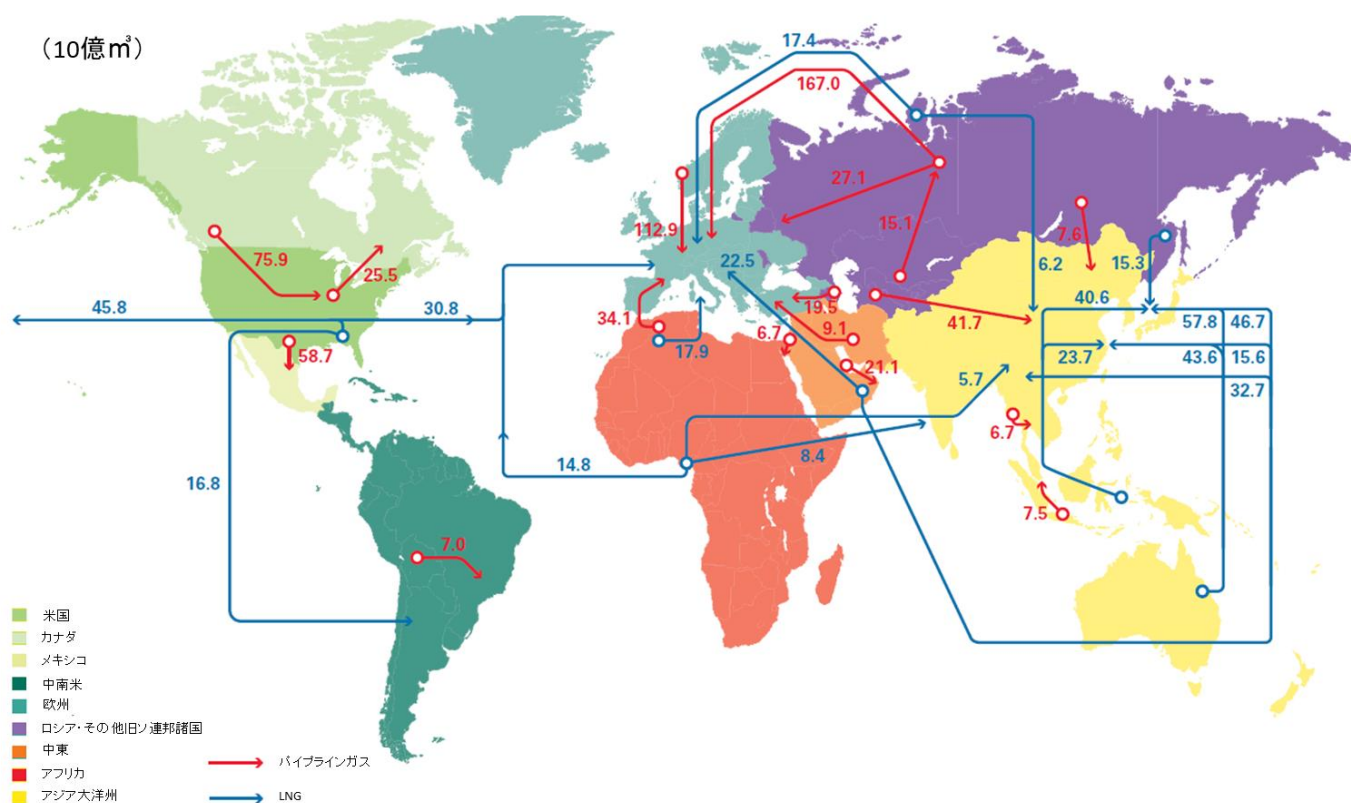
資料:BP「Statistical Review of World Energy」(各年版)を基に作成

主な輸入地域は欧州、北東アジアの2地域であり、その他は地域内の輸出入が主体でした。2021年のデータであることに留意が必要ですが、輸送手段別に見ると、パイプラインによる主な輸出国はロシア、ノルウェー等であり、同じくパイプラインによる主な輸入国は米国、ドイツ等でした(米国は世界有数のパイプラインガス輸出国でもある)。LNG貿易はアジア向け輸出

を中心として拡大し、2021年のLNG貿易量の72%はアジア向け(日本向けは世界全体の20%)でした。LNGの輸出国はアジア大洋州地域、中東が中心です(第222-1-22、第222-1-23)。

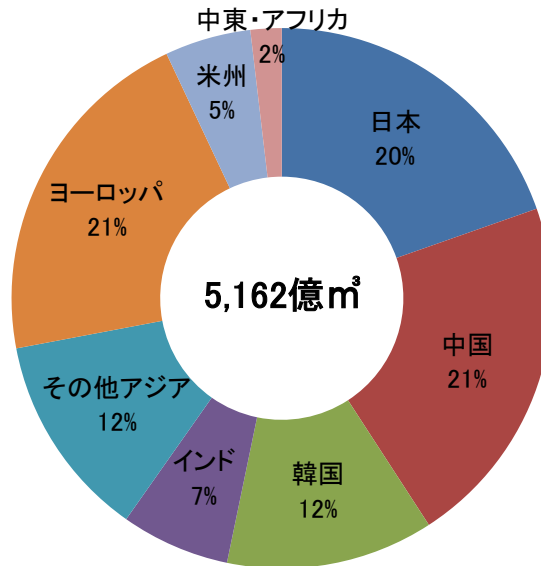
また、シェールガス等、非在来型天然ガスの生産が急激に拡大した結果、米国国内では多くのLNG輸出プロジェクトが計画されており、2016年2月には同国本土から初めてのLNGカーゴが出荷されました。

【第222-1-22】世界の主な天然ガス貿易(2021年)



資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」

【第222-1-23】世界のLNG輸入(2021年)



資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

(オ) 価格の動向

日本向けの天然ガス(LNG)価格(CIF)⁴⁰は、1990年代には、3-4ドル/MBTU(百万BTU)(以下、「ドル」という。)で推移しました。2000-2005年は4-6ドルで推移しましたが、その後は原油価格に連動して上昇し、2014年の半ばまで高値が続きました。2014年時点では、日本向けのLNG平均価格(CIF)は16.33ドルとなっており、米国国内の天然ガス価格4.35ドル(Henry Hub⁴¹スポット価格)や英国内の天然ガス価格8.25ドルと比べて割高でした。これは、アジア市場におけるLNGの需給がひっ迫していたこと、流動性が低かったこと、日本向けのLNG価格が原油価格の水準を参照して決められるものが多く、原油価格の上昇の影響を大きく受けたこと等が原因です。しかし、原油価格の低下及びLNGの需給緩和によって、2015年に入ってから日本と欧米の価格差は縮小しています(第222-1-24)。

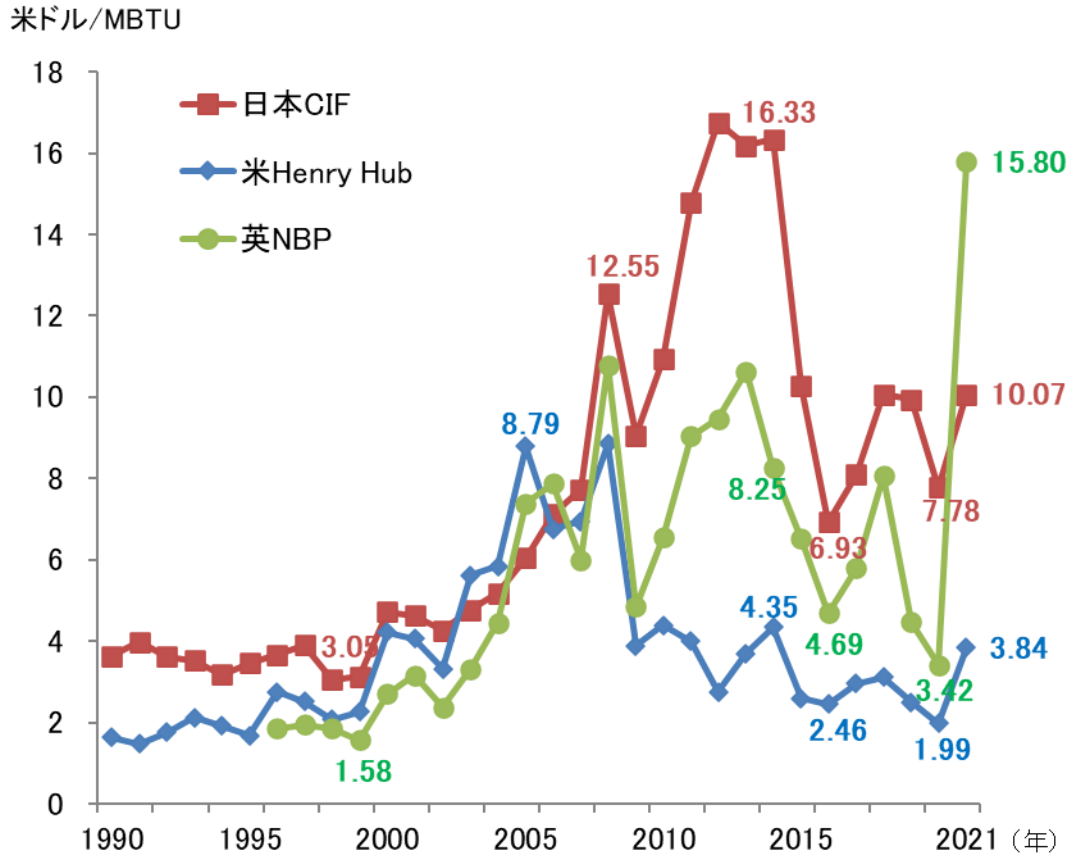
そうした中、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略により、英国内の天然ガス価格は同年3月上旬に約70ドルまで急騰しました。その後20-30ドル台で推移しましたが、同年8月下旬には再び約80ドルまで高騰するなど、地政学的緊張の中でガス価格は不安定な状態が続いています。一方、日本向けの天然ガス(LNG)価格は原油価格連動型の長期契約が7-8割を占めることから、欧州の様な急激な変動はないものの、原油価格が高い状態が続いており、2022年9月の日本向けのLNG平均価格(CIF)は22ドルと史上最高値を記録しています。

なお、2021年の世界のLNG取引全体に対するスポット及び短期取引の占める割合は37%との報告があります(第222-1-25)。

⁴⁰ CIF価格: CIFは、Cost, Insurance and Freightの略。積出地での価格に、運賃や船荷保険料を加えた価格。

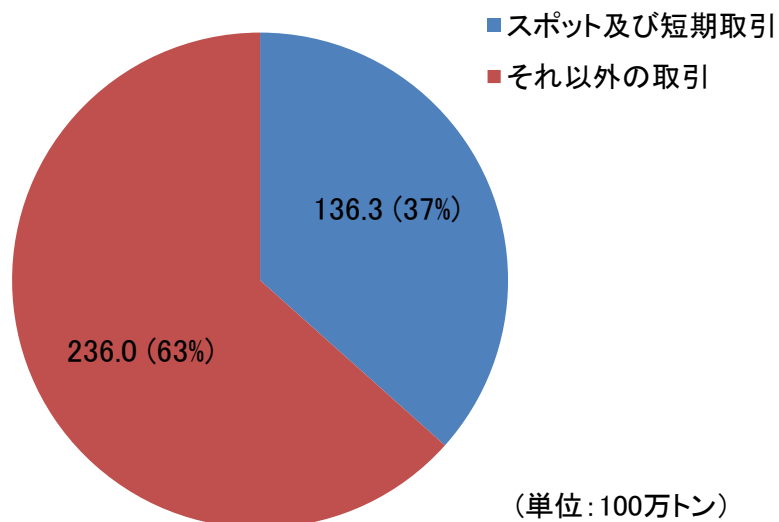
⁴¹ 米国国内のガス取引価格の指標となっている、ルイジアナ州にある天然ガスのパイプラインの接続地点(ハブ)の呼び名。ヘンリーハブ価格を元に日本のLNG輸入価格との比較を行う場合には、天然ガスの液化・気化コストやLNG船舶輸送コスト等を考慮する必要がある。

【第222-1-24】主要価格指標の推移(1991年-2021年)



資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

【第222-1-25】世界のLNG取引全体に占めるスポット及び短期取引の割合(2021年)



(注) スポット取引は1年未満の取引、短期取引は契約期間が4年未満の取引を指す。

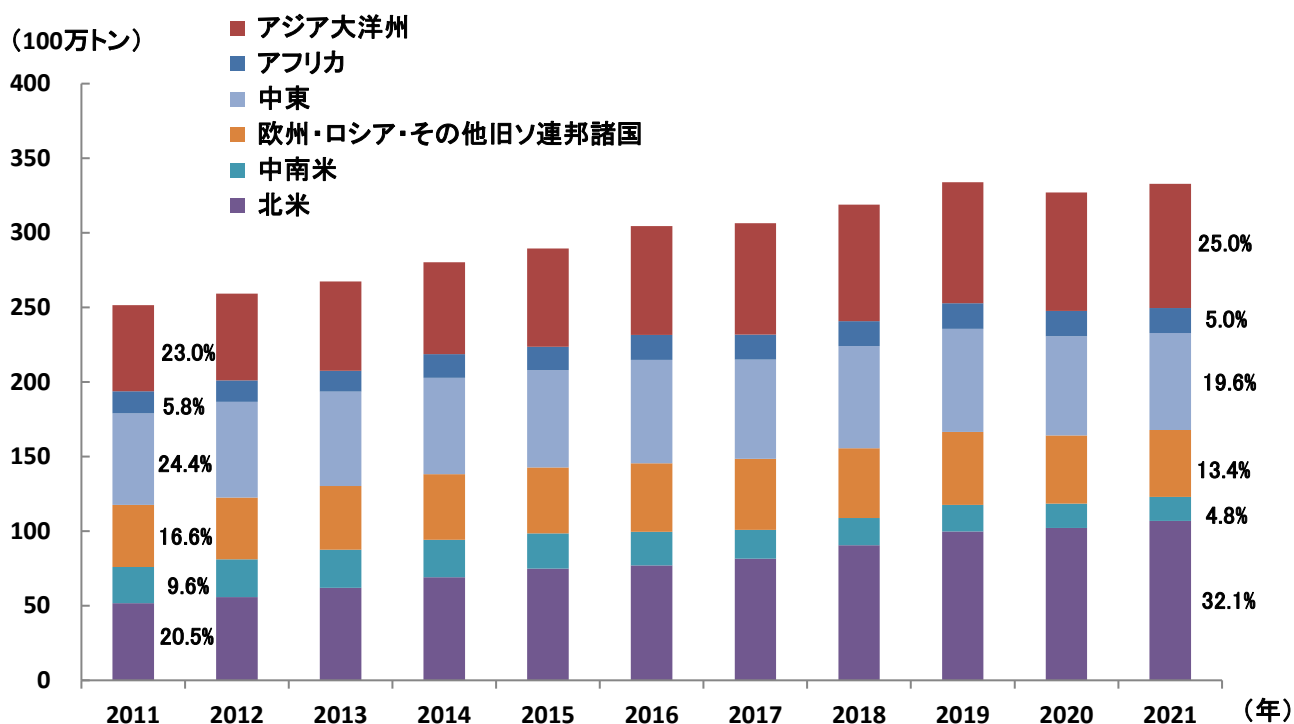
②LPガス

(ア) 生産の動向

2021年の世界のLPガス生産量は約3.33億トンでした。新型コロナウイルス感染症の影響によるLPガス消費量の減少から、LPガス生産量が前年比2.1%減少した2020年を除けば、2011年から2021年までLPガスの生産量は前年に比べ増加を続け、この間の年平均伸び率(2020年を含む)は2.8%でした。2021年の生産量のうち、ガス田及び油田の随伴ガスから約64%、製油所から約36%が生産されました。

地域別に見ると、2021年は北米地域が32.1%と前年に引き続き最大のシェアを占めており、シェールガス由来のLPガス生産量が増えています。続いてアジア大洋州地域が25.0%、中東地域が19.6%の順となっています(第222-1-26)。

【第222-1-26】世界のLPガス地域別生産量



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

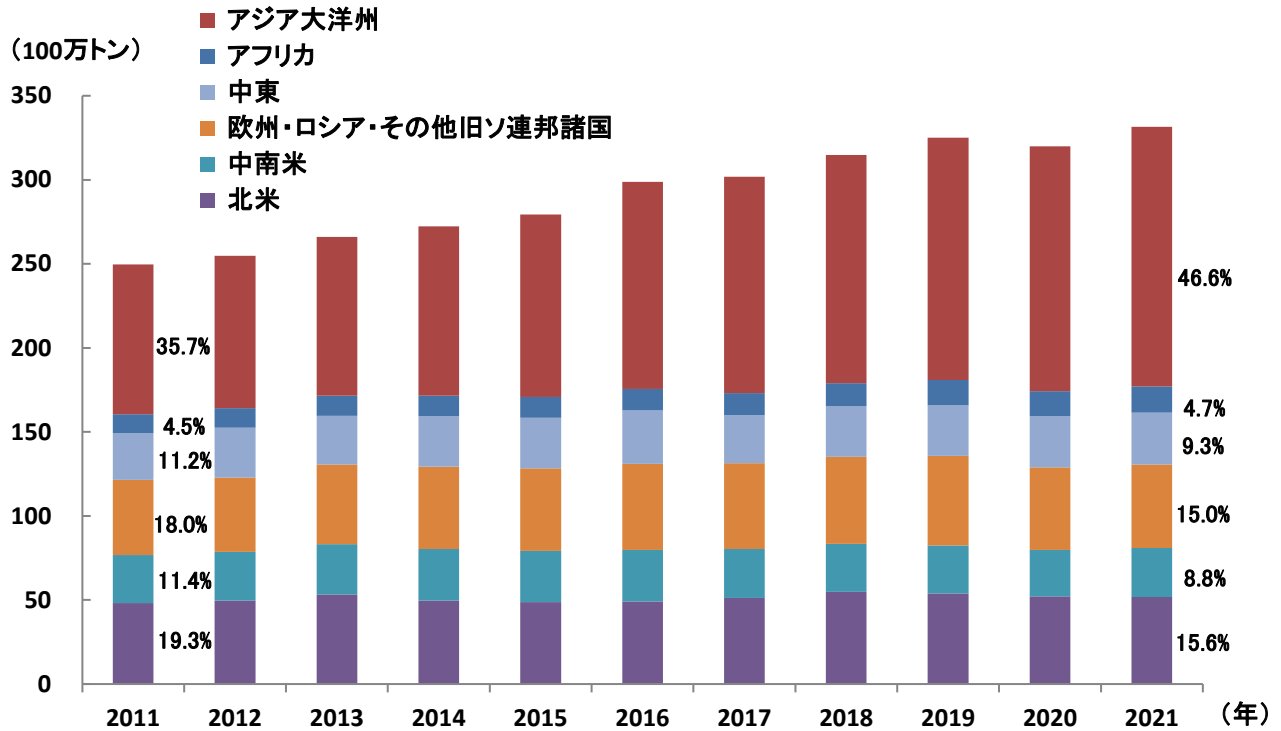
資料:Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2022」を基に作成

(イ) 消費の動向

2021年の世界のLPガス消費は約3.32億トンでした。新型コロナウイルス感染症の影響でLPガス消費量が前年比1.6%減少した2020年を除けば2011年から2021年までLPガスの消費量は前年に比べ増加を続け、この間の年平均の伸び率(2020年を含む)は2.9%でした。

地域別に見ると、最大消費地域であるアジア大洋州地域の需要が大きく伸びており、2011年の35.7%から、2021年には46.6%へとシェアが増加しました(第222-1-27)。

【第222-1-27】世界のLPガス地域別消費量

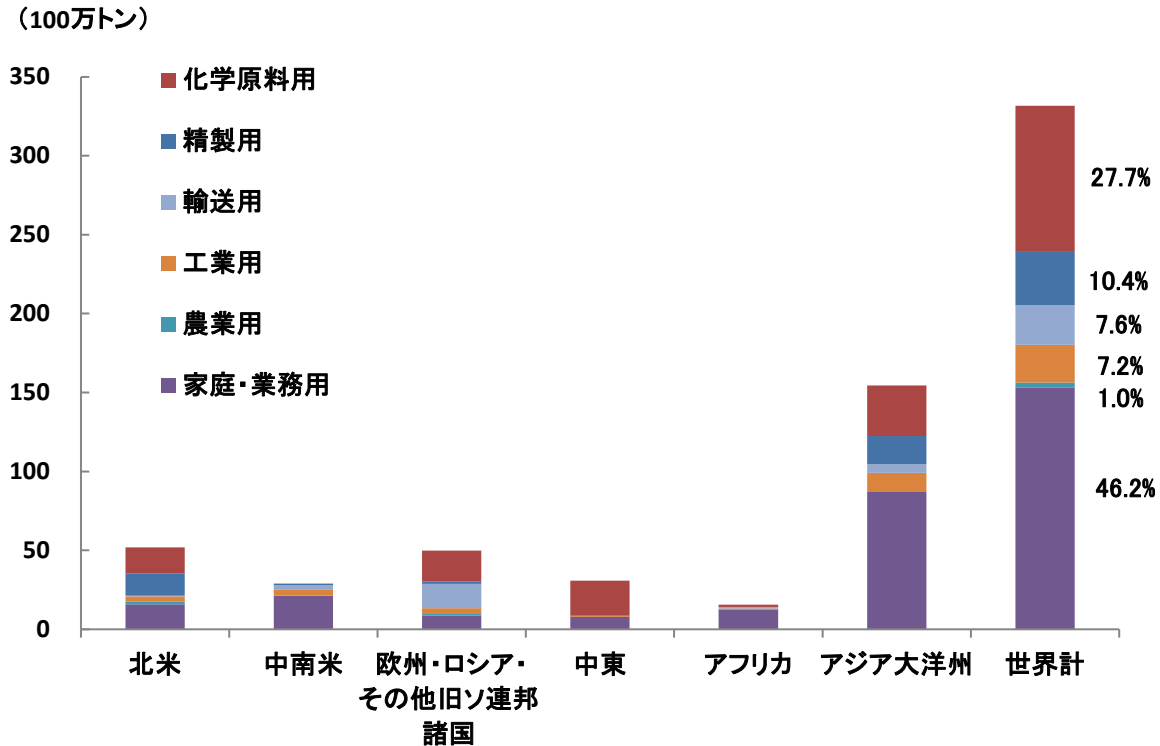


(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある

資料:Argus Media Group 「Statistical Review of Global LPG 2022」を基に作成

2021年の消費を用途別に見ると、家庭・業務用が46.2%、化学原料用が27.7%、精製用が10.4%、輸送用が7.6%、工業用が7.2%となりました。さらに、これを地域別に見ると、中東地域、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国地域、北米地域は化学原料用のシェアが最も高く(それぞれ71.9%、39.4%、31.8%)、アフリカ地域、中南米地域、アジア大洋州地域では家庭・業務用のシェアが最も高く(それぞれ 78.4%、73.1%、56.6%)となりました(第222-1-28)。

【第222-1-28】世界のLPガス用途別消費量(2021年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある

資料: Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2022」を基に作成

(ウ) 価格の動向

世界のLPガスの価格は、原油価格の動向に大きく影響を受けます。価格形成は、①米州(米国テキサス州のモント・ベルビュー市場を中核にした地域)、②欧州(北海のArgus価格指標⁴²(ANSI: Argus North Sea Index)及びアルジェリア・ソナトラック公定価格をベースにした北西欧・地中海等を中核にした地域)、③スエズ以東(サウジアラビア・アラムコの公定契約価格(CP)をベースにした中東・アジア大洋州地域を中核にした地域)の3つの市場地域に大別されています。それぞれの価格形成市場地域の価格差を埋めるように裁定取引が行われ、需給調整がなされています。

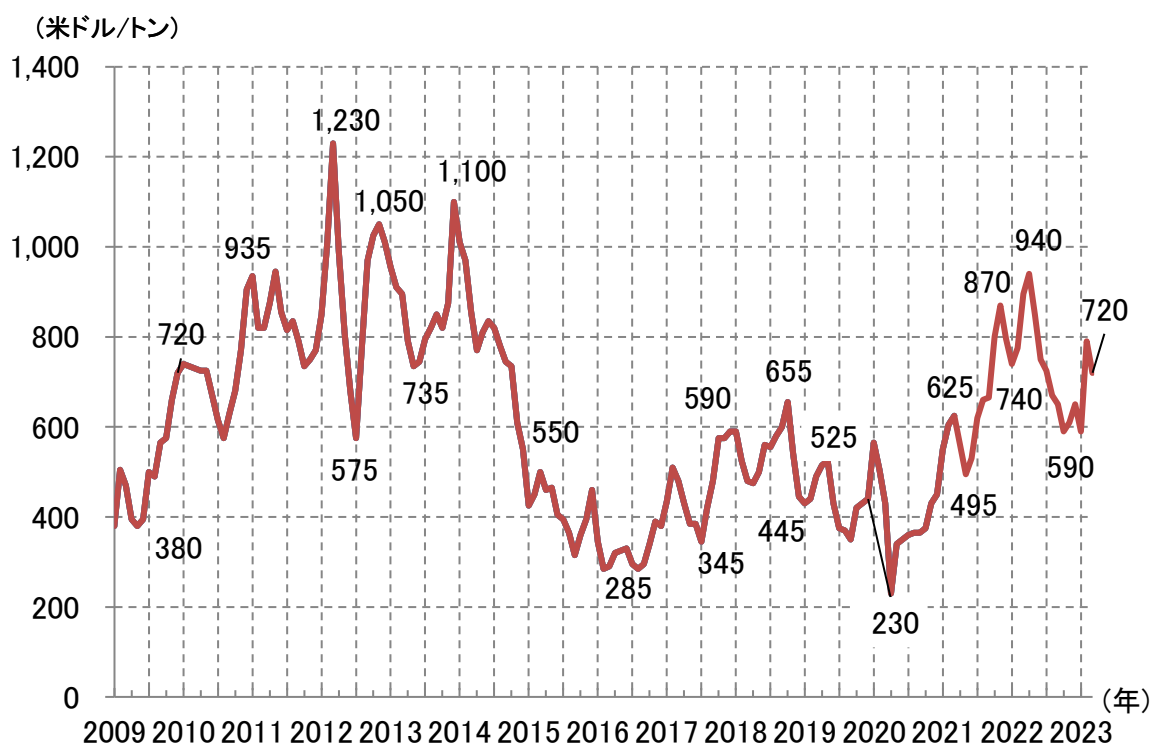
日本のLPガス輸入指標となるサウジアラビアの公定契約価格は、スポット市場の値動きが一定程度反映されていますが、基本的にはサウジアラビア側から一方的に通告される価格であり、日本を含む消費国においては、価格決定プロセスの不透明性が指摘されてきました。ただし、近年では米国からのLPガス輸出が増加しており、サウジアラビア等、既存のLPガス輸出国との競争も激しくなっています。原油価格の高騰とともに、3つのゾーンとも2000年から2008年7月までLPガス価格は上昇基調を続けてきました。その後、2009年1月には、プロパン価格(FOB⁴³価格)が、サウジアラビア産(サウジアラムコCP)で380ドル/トン(以下「ドル」という。)まで低下しました。その後、原油価格が回復するにつれてサウジアラムコCPも上昇し、2012年3月には1,230ドルまで上昇しましたが、2014年から再び価格低下に転じ、2017年からは概ね300-600ドル台で推移していました。2020年4月には一時的に、サウジアラビア等の原油増産に伴うLPガスの供給量増加見込みにより、サウジアラムコCPは前月(2020年3月)の約半分となる230ドルに急落しましたが、翌月からは上昇を続け、2021年1月には600ドル台になりました。その後、新型コロナウイルス感染症からの経済回復により価格上昇を続けたサウジアラムコCPIは、2022年2月のロシア

⁴² 2006年までは北海のBP価格指標(BPAP: BP Agreed Price)が使用されていた。

⁴³ Free On Board価格の略称で積地引渡し価格を指します。

によるウクライナ侵略による原油価格の上昇により、同年4月に約8年振りの高値である940ドルに達しました。以降、中国・インドのLPガス需要低迷と世界的な景気後退懸念等により、2022年10月には590ドルまで下落しましたが、その後、アジア地域の厳冬と中東からの供給減の影響等により、2023年2月時点で720ドルとなっています（第222-1-29）。

【第222-1-29】サウジアラビア産(サウジアラムコCP)プロパン価格推移



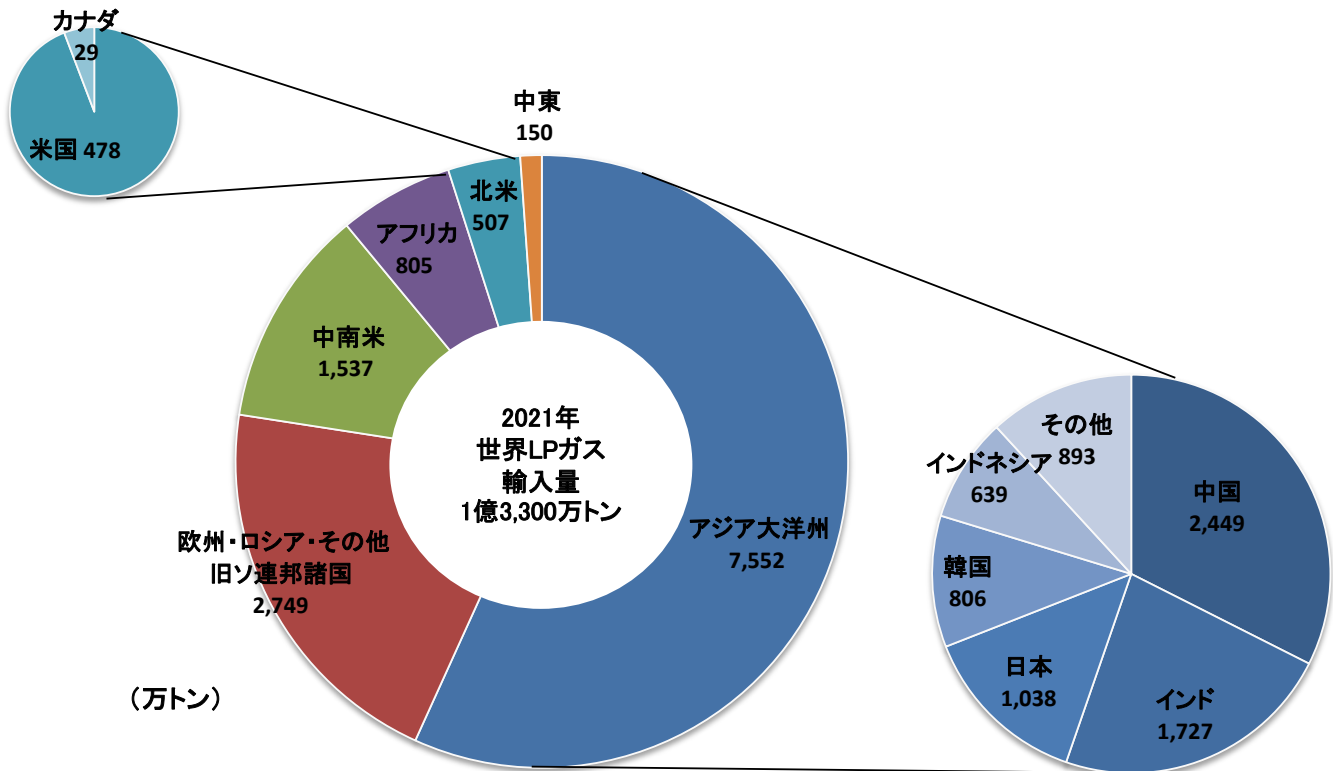
資料:石油情報センター「LPG価格の動向」を基に作成

(エ) 貿易の動向

北米地域の2021年の輸出量は5,976万トンで、前年に引き続き最大のLPガス輸出地域となりました。そのうち米国の輸出量は5,248万トンであり、世界最大の輸出国です。北米地域に続くのは中東地域で、輸出量は3,578万トンでした。中東地域で最大規模の輸出国はカタールとUAEで、それぞれの輸出量は1,023万トン、816万トンです。北米、中東地域に続く輸出地域は、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国(2,052万トン)となっています。

一方、輸入面ではアジア大洋州地域が最大の輸入地域で、2021年の輸入量は7,552万トンでした。アジア大洋州地域の最大の輸入国は中国で、輸入量は2,449万トン、続いてインド(1,727万トン)、日本(1,038万トン)、韓国(806万トン)、インドネシア(639万トン)となりました。アジア大洋州地域に続く輸入地域は、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国で2,749万トンでした。また、その他の地域では米国の輸入量が478万トンで最大でした(第222-1-30)。

【第222-1-30】世界のLPガス地域別輸入量(2021年)



注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある

資料:Argus Media Group 「Statistical Review of Global LPG 2022」を基に作成

世界のLPガス貿易市場は、(ウ)価格の動向において既述のとおり、大きく3地域(米州地域、欧州地域、アジア地域)に分割されており、従来は、基本的にこの各域内で貿易取引が行われていました。しかし、1999年を境にそれまで供給余剰であったアジア市場が一転して不足状態となり、スエズ以西からLPガスが流入するようになりました。近年では北米地域、特に米国からアジアや欧州への輸出が増加しています。米国シェールガス田由来のLPガスの生産量の増加、2016年のパナマ運河拡張による米国から東アジアへのLPガス輸出増加等も大きな要因となっています。

(3) 石炭

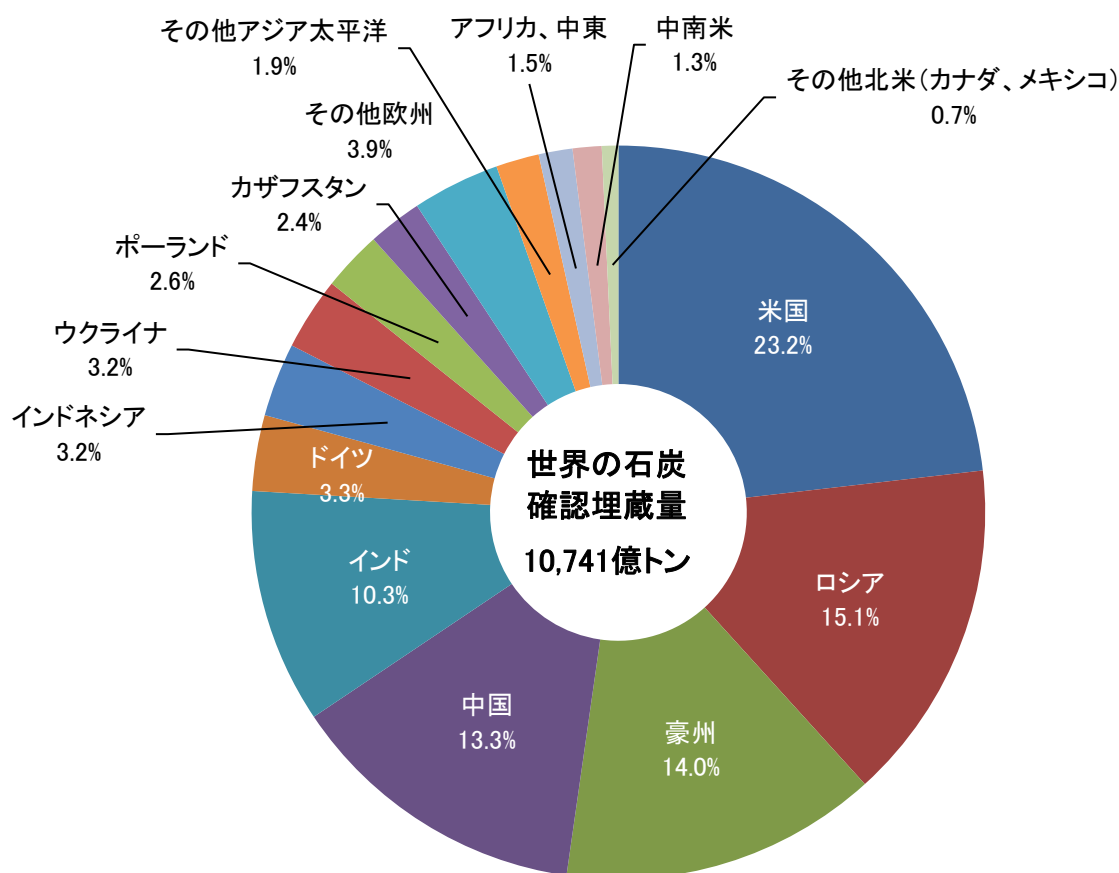
①資源の分布

石炭の確認埋蔵量は10,741億トンで、国別には、米国(23.2%)、ロシア(15.1%)、豪州(14.0%)、中国(13.3%)、インド(10.3%)等で多く埋蔵されています(第222-1-31)。炭種別には、瀝青炭と無煙炭が7,536億トン、亜瀝青炭と褐炭で3,205億トンです⁴⁴。

石炭の持つメリットとして、石油、天然ガスに比べ地域的な偏りが少なく、世界に広く賦存していることが挙げられます。また、可採年数が139年(BP統計2022年版)と石油等のエネルギーよりも長いのも特徴です。

⁴⁴ 石炭の根源植物が石炭に変質する過程を石炭化作用と呼び、この進行度合いを石炭化度と言います。石炭は、石炭化度により無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭、褐炭、亜炭、泥炭に分類されますが、日本では無煙炭から褐炭までを一般的に石炭と呼んでいます。

【第222-1-31】世界の石炭確認埋蔵量(2020年末時点)



(注) 四捨五入のため、各国・地域の比率を合計しても100%にならない。

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成(埋蔵量データは2021年版から更新なし)。

②石炭生産の動向

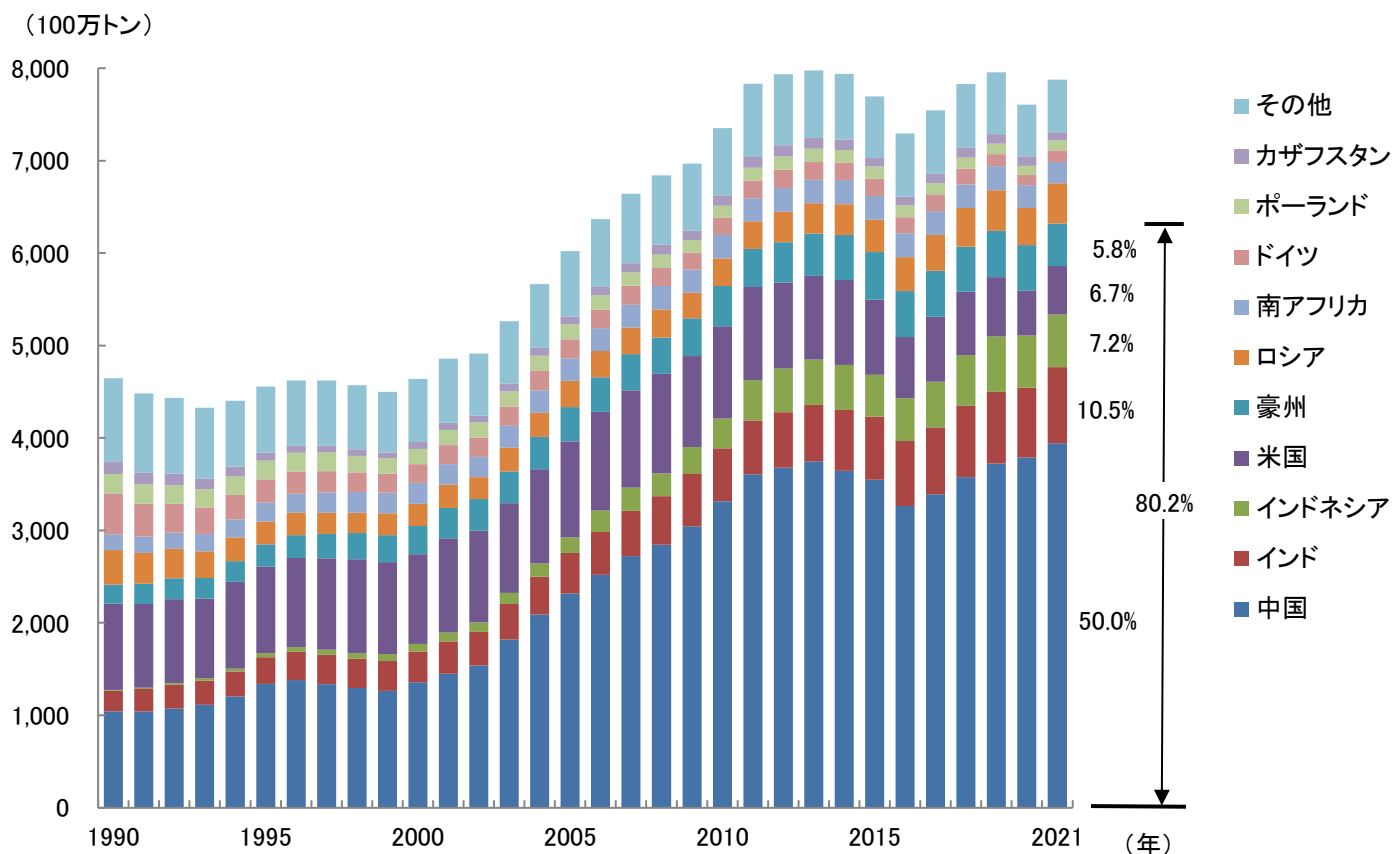
世界の石炭生産は2000年代に入り、急速な拡大を遂げました。2000年時点の生産量は46億3,799万トンでしたが、2013年には79億7,627万トンに達しました。その後、中国、欧州、北米等での石炭需要の減少に伴い石炭生産は減少し、2016年には72億9,304万トンに落ち込みました。しかし、2017年以降、中国の需要の増加等を背景に増加に転じ、2019年の石炭生産量は79億5,765万トンまで増加、その後2020年は新型コロナウイルス感染症の拡大により需要が落ち込み、生産量は76億588万トンに減少しましたが、2021年は需要の回復から78億7,674万トン(2021年のデータは推計値、以下同じ)まで増加しました。

2021年の石炭生産量を国別に見ますと、中国が世界の生産量の半分以上を占めました。さらに、インド、インドネシア、米国、豪州までの上位5か国の生産量を合計するとそのシェアは80.2%でした。また、上位10か国(上述の5か国に加え、ロシア、南アフリカ、ドイツ、ポーランド、カザフスタン)の生産シェアは92.8%でした。この10か国について2010年時点と2021年を比較すると、石炭生産量が減少したのは、米国、南アフリカ、ドイツ、ポーランド、カザフスタンの5か国で、ほかの5か国では増加しました。米国の生産量の減少は、気候変動対策や、シェールガスの生産増加で天然ガス価格が低下し、ガス火力発電の経済性が向上したことにより、電力分野での石炭消費が減少したこと等が要因と考えられます。ドイツ、ポーランドの生産量の減少は、

EUの気候変動対策を背景に国内消費が減少傾向にあるためです。南アフリカとカザフスタンの生産量はほぼ横ばいで推移していましたが、新型コロナウイルス感染症の影響等により2020年から減少しました。

石炭生産量が世界第1位の中国は2000年代以降、電力分野を中心に急拡大する国内消費に応えるため、生産量を大幅に伸ばしてきました。しかし、2014年から2016年までは主に大気汚染対策等により消費が減少し生産量は減少しました。その後、2017年以降は再び増加に転じています。第2位のインドでは、国内需要の拡大に伴い生産量は2019年まで漸増してきました。2020年は新型コロナウイルス感染症の影響から前年比2.5%の減少となりましたが、2021年は国内需要が戻り、前年比9.4%の増加となりました。第3位のインドネシアでは、1980年代初めに政府の外資導入政策により炭鉱開発に外国資本が参入し、1990年代以降アジア向けを中心とした輸出と国内需要の拡大により生産量を増加させてきました。2014年から2015年にかけては、中国、インド向けの輸出量の減少により生産量は減少しましたが、2016年以降は再び増加基調で推移していました。しかし、2020年は新型コロナウイルス感染症による輸出需要の減少から生産量は減少し、その後、2021年は前年比0.6%の増加となりました(第222-1-32)。

【第222-1-32】世界の石炭生産量の推移(国別)



(注1) 2021年データは推計値。

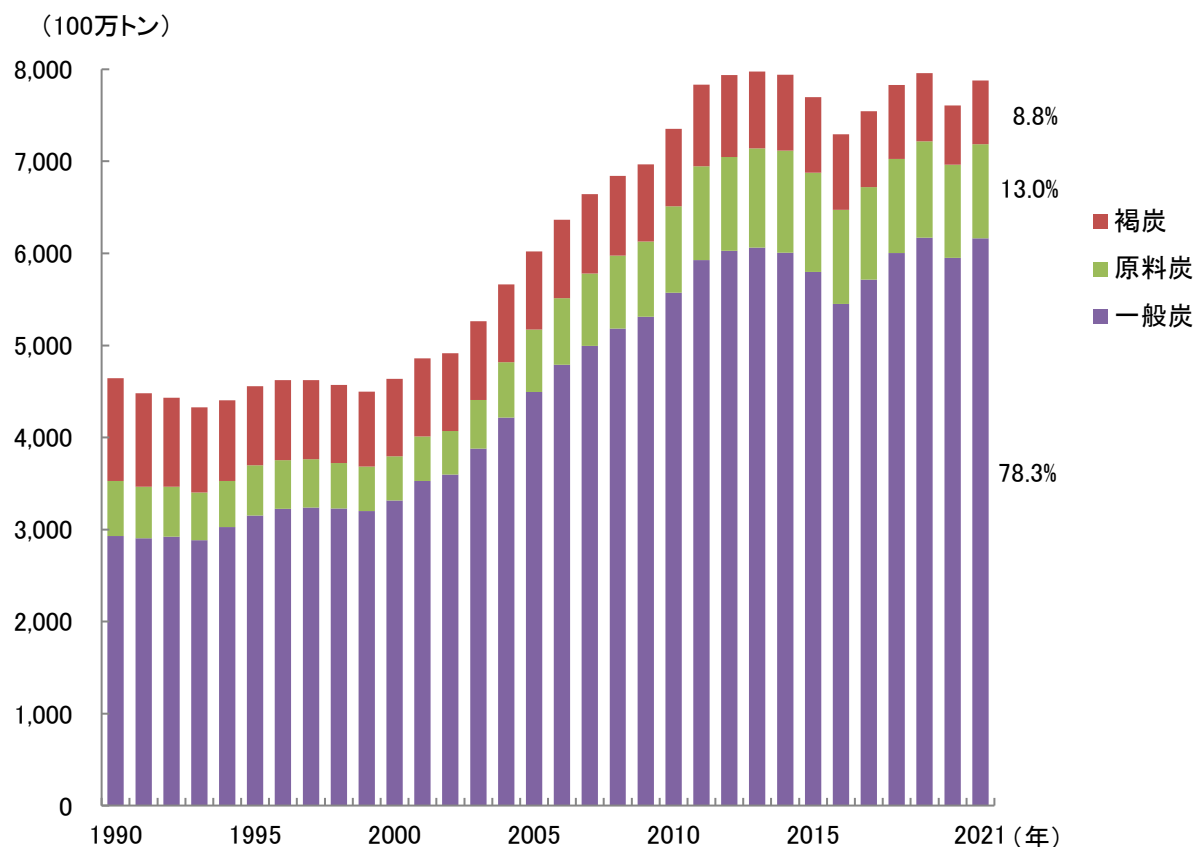
(注2) 四捨五入のため、上位5か国の比率と各国の比率の合計には差異がある。

資料:IEA「Coal Information 2022」を基に作成

炭種別に見ると、2021年の世界の石炭生産量(78億7,674万トン)のうち78.3%に相当する61億6,373万トンは発電用燃料や一般産業で利用される一般炭で、生産量は2000年代に入り急速に増加しました。コークス製造に用いられる原料炭は

2000年代に入り生産量が倍増して2021年の生産量は総生産量の13.0%に相当する10億2,047万トンまで増加しました。熱量が低く、生産地での発電燃料等の用途に限られる褐炭の生産量は、2000年以降8億トン台で推移していましたが、2019年以降は減少して2021年の生産量は6億9,254万トンとなっています(第222-1-33)。

【第222-1-33】世界の石炭生産量の推移(炭種別)



(注1) 2021年データは推計値。

(注2) 四捨五入のため、炭種別の比率の合計は100%にならない。

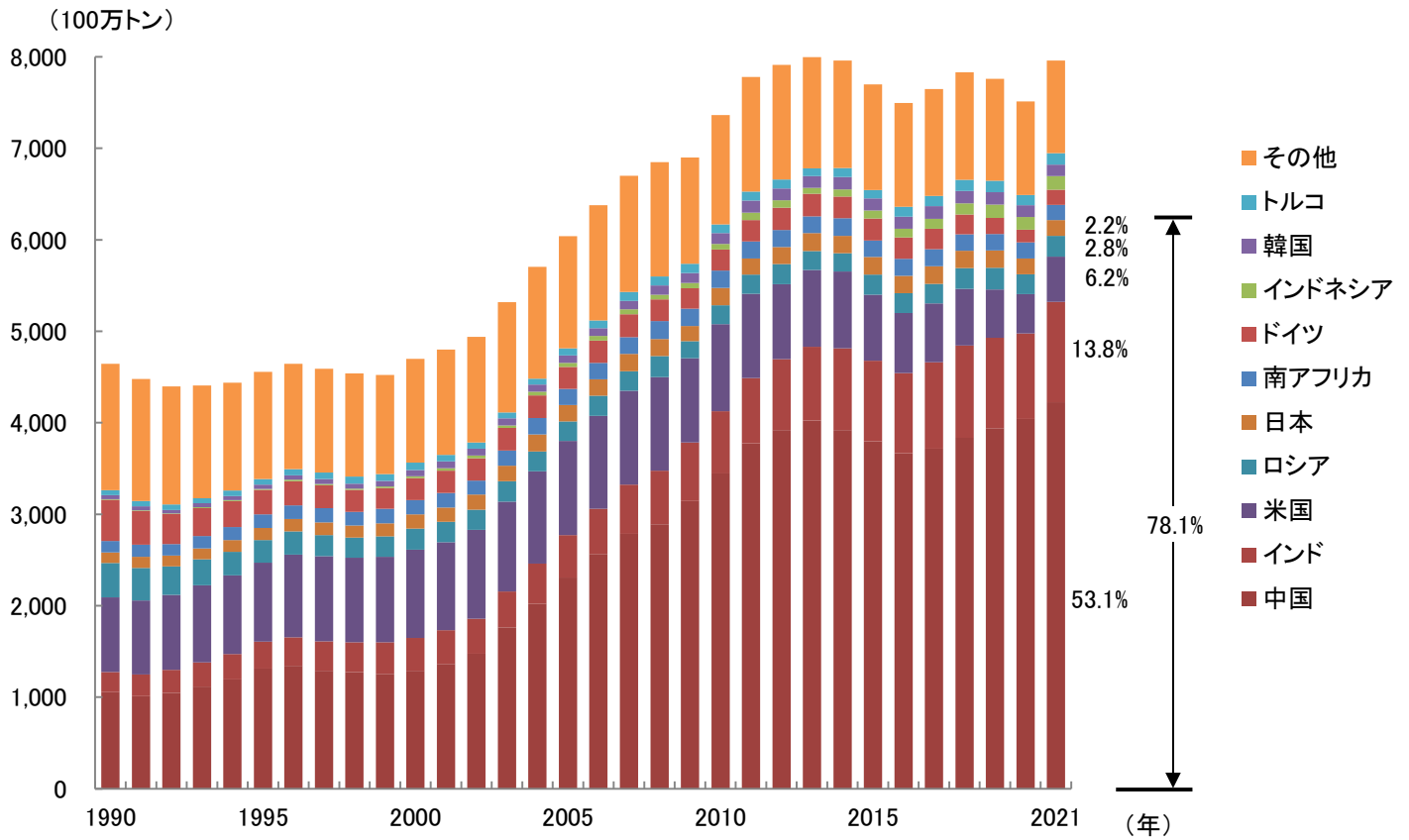
資料:IEA「Coal Information 2022」を基に作成

③石炭消費の動向

世界の石炭消費は、2000年代に入り2013年まで中国やインド等を中心に増加しました。その後は減少、増加を繰り返しましたが、2021年の石炭消費量は新型コロナウイルス感染症の影響から減少した2020年比で4億4,742万トン(6.0%)増の79億5,812万トン(2021年のデータは推計値、以下同じ)となりました。

2021年の石炭消費を国別に見ますと、中国の消費量は42億2,590万トンと、中国だけで世界合計の53.1%を消費しています。中国は2000年代に入り石炭消費量を急激に増加させ、2013年の消費量は40億トンを上回りました。その後2016年までは大気汚染対策等を背景に減少しましたが、2017年以降再び増加に転じています。また、中国とインド(総消費量の13.8%)の2か国で世界の石炭消費量の66.9%を占め、これらに米国、ロシア、日本を加えた上位5か国で世界の78.1%を消費しました。日本の2021年の石炭消費量は1億7,420万トンで、世界第5位ですが、全体に占める割合は2.2%となっています(第222-1-34)。

【第222-1-34】世界の石炭消費量の推移(国別)

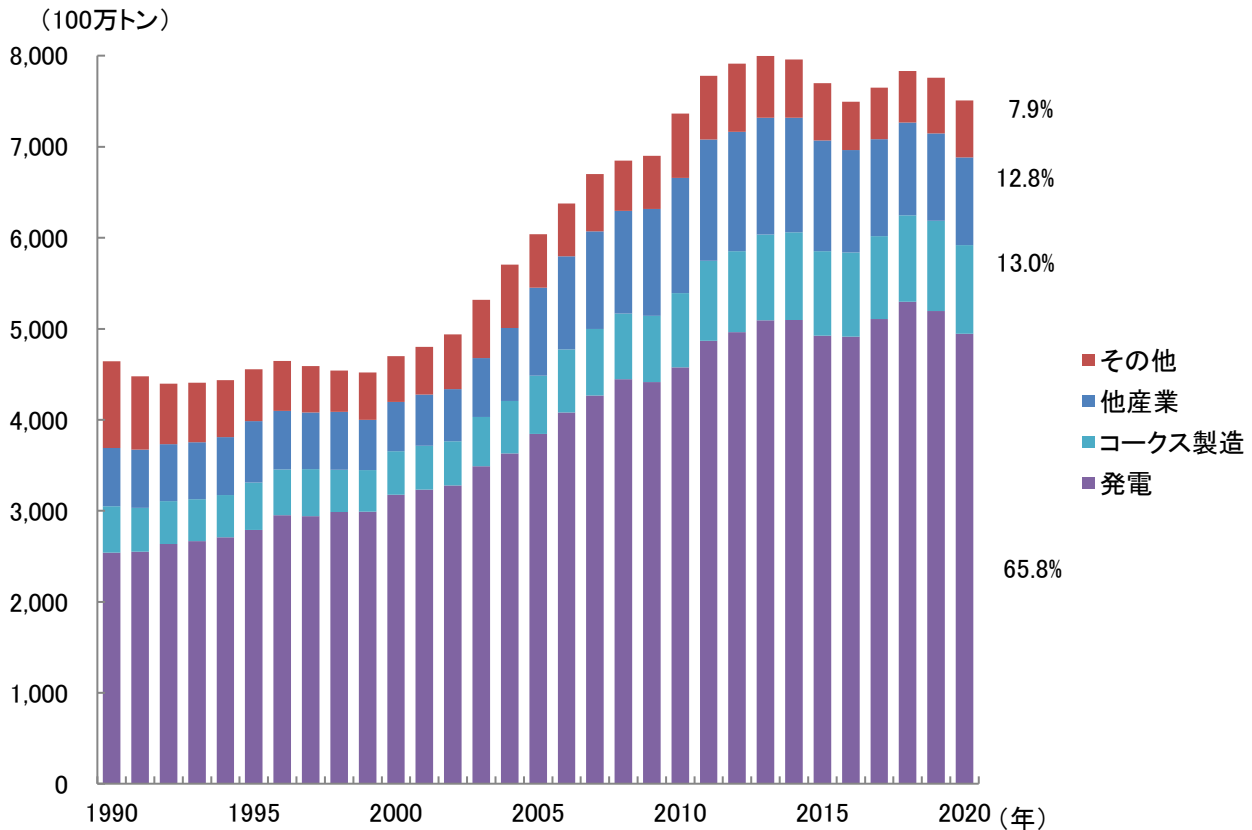


(注1) 2021年データは推計値。

資料:IEA「Coal Information 2022」を基に作成

2020年の世界の石炭消費量を用途別に見ますと、発電用に65.8%、鉄鋼生産に用いるコークス製造用に13.0%、製紙・パルプや窯業を始めとする産業用に12.8%が消費されました(第222-1-35)。

【第222-1-35】世界の石炭消費量の推移(用途別)



(注1) その他には統計誤差を含む。

(注2) 用途別の内訳は2020年が最新の値。

資料:IEA「World Energy Statistics 2022」を基に作成

④石炭貿易の動向

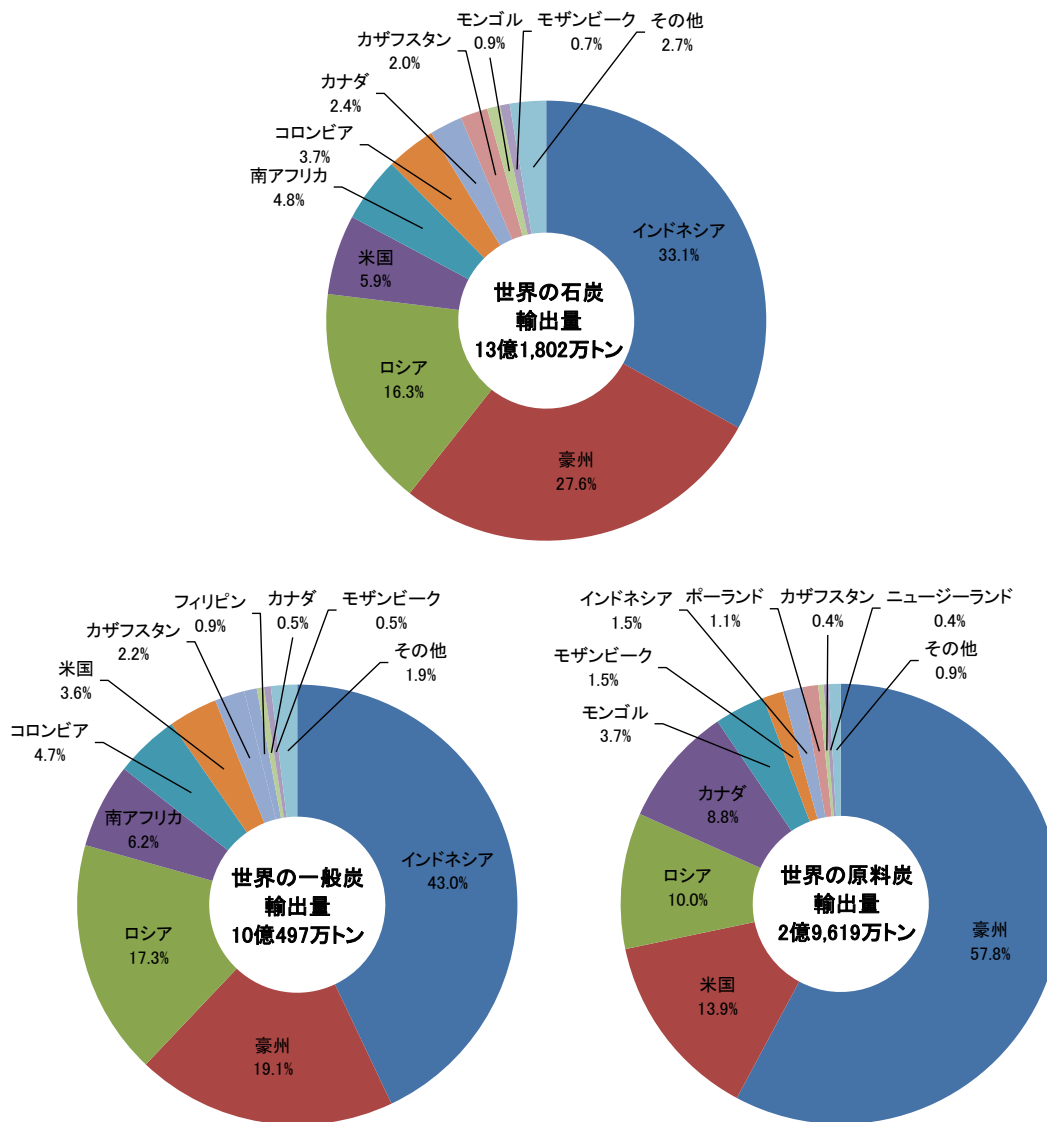
2021年の世界の石炭輸出量は13億1,802万トン(データは推計値、以下同じ)と報告されています。インドネシアが世界最大の輸出国で輸出量は4億3,613万トン、全体の33.1%を占めました。インドネシアは2011年に豪州を抜き世界最大の輸出国になりました。第2位の豪州は世界の輸出量の27.6%を占め、次いでロシアが16.3%と続き、以下、米国、南アフリカの順となりました。これら上位5か国で世界の石炭輸出量の87.6%を占めました。

インドネシアからの輸出が急拡大した理由としては、石炭需要が拡大しているインドや東南アジア諸国、また中国や韓国等、東アジアに地理的に近いこと、開発がしやすい海岸線沿いあるいは河川沿いに賦存する石炭の開発が進み、発熱量が低い石炭が多いものの安価な石炭を多く生産していること等が挙げられます。一方、豪州が多くの石炭を輸出している理由としては、アジア市場に近いこと、高品質の石炭が豊富に賦存し、石炭の生産地が海岸近くにあることから開発が進み、鉄道や石炭ターミナル等の輸送インフラがほかの輸出国と比較して早くから整備されたこと等が挙げられます。

炭種別に見ますと、2021年の一般炭輸出量は10億497万トン、原料炭輸出量は2億9,619万トンと報告されています。輸出国別では、一般炭の最大の輸出国はインドネシアで、世界の一般炭輸出量の43.0%を占め、次いで豪州が19.1%、ロシアが17.3%、南アフリカが6.2%、コロンビアが4.7%と続き、これら5か国で全体の90.3%を占めました。一方、原料炭の最大の輸出国は

豪州で、世界の原料炭輸出量の57.8%を占め、次いで米国13.9%、ロシア10.0%、カナダ8.8%、モンゴル3.7%と続き、これら5か国で全体の94.3%を占めました(第222-1-36)。

【第222-1-36】世界の石炭輸出量(2021年)



(注1) データは推計値。

(注2) 各国・地域の輸出量を積み上げたもので、第222-1-37の輸入量合計と一致しない。

(注3) 四捨五入のため、各国の比率を合計しても100%にならない場合がある。

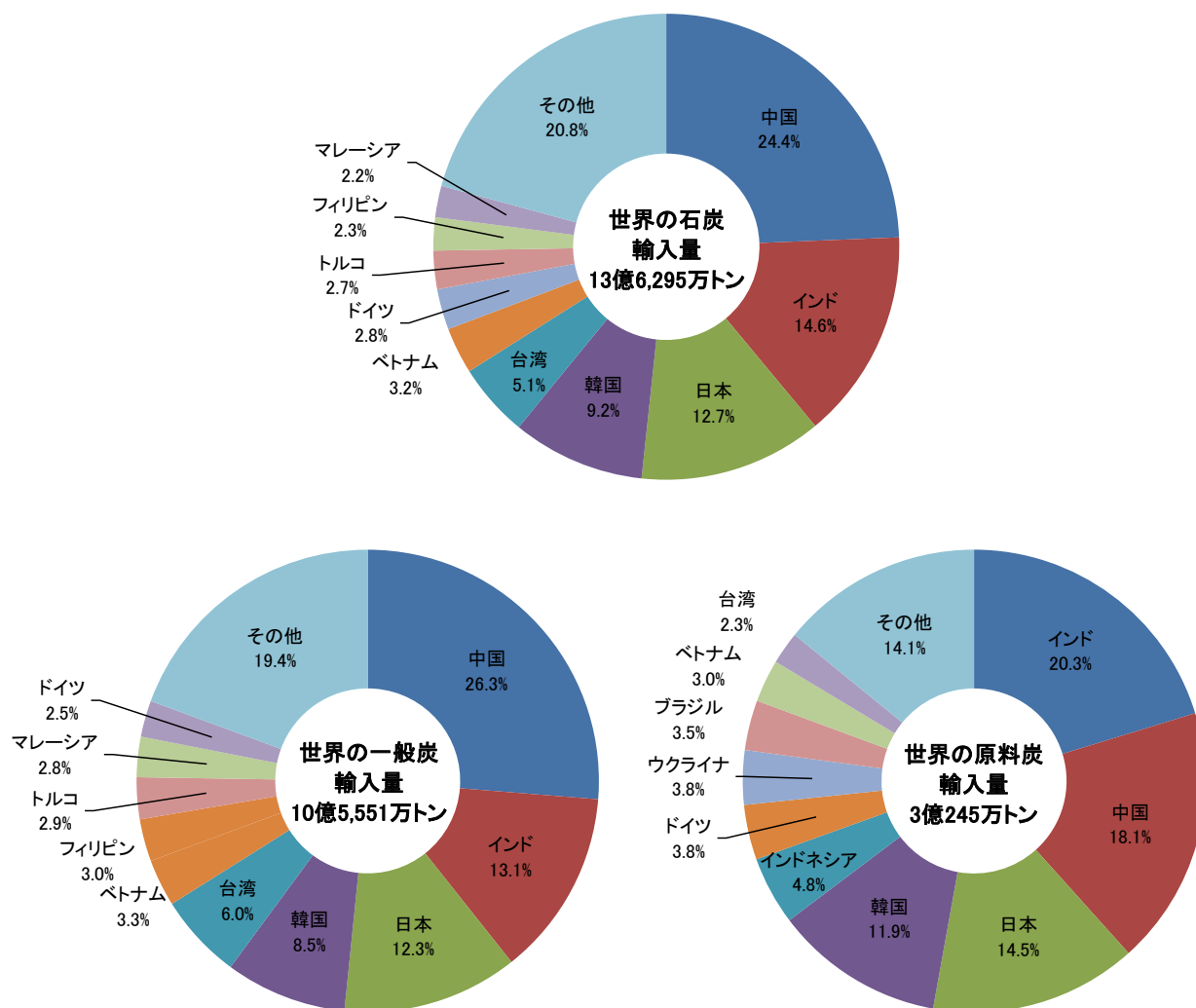
資料:IEA「Coal Information 2022を基に作成

一方、2021年の世界の石炭輸入量は13億6,295万トンと報告されています。中国の輸入量が3億3,196万トンと世界最大(シェアは24.4%)、次いでインドが1億9,908万トン(同14.6%)、日本は1億7,354万トン(同12.7%)で、世界第3位の輸入国となっています。以下、韓国1億2,562万トン(9.2%)、台湾6,979万トン(5.1%)と続き、これら5か国で全体の66.0%を占めました。

長年に亘り世界第1位の石炭輸入国は日本でしたが、中国、インド等のアジア諸国では電力需要の増加に伴い石炭火力発電所での石炭消費が増加し、石炭輸入量が増加しています。中国の石炭輸入量は、2009年に1億トンを超え、2011年には2億トン超、2013年には3億トン超へと拡大しており、2011年に日本の輸入量を抜いて最大の輸入国になりました。また、2014年にはインドの輸入量が日本の輸入量を上回り、世界第2位の輸入国となりました。

炭種別に2021年の輸入国を見ますと、一般炭は中国が最大の輸入国で、以下、インド、日本、韓国、台湾と続き、原料炭はインドが最大の輸入国で、以下、中国、日本、韓国、インドネシアの順となりました(第222-1-37)。

【第222-1-37】世界の石炭輸入量(2021年)



(注1) データは推計値。

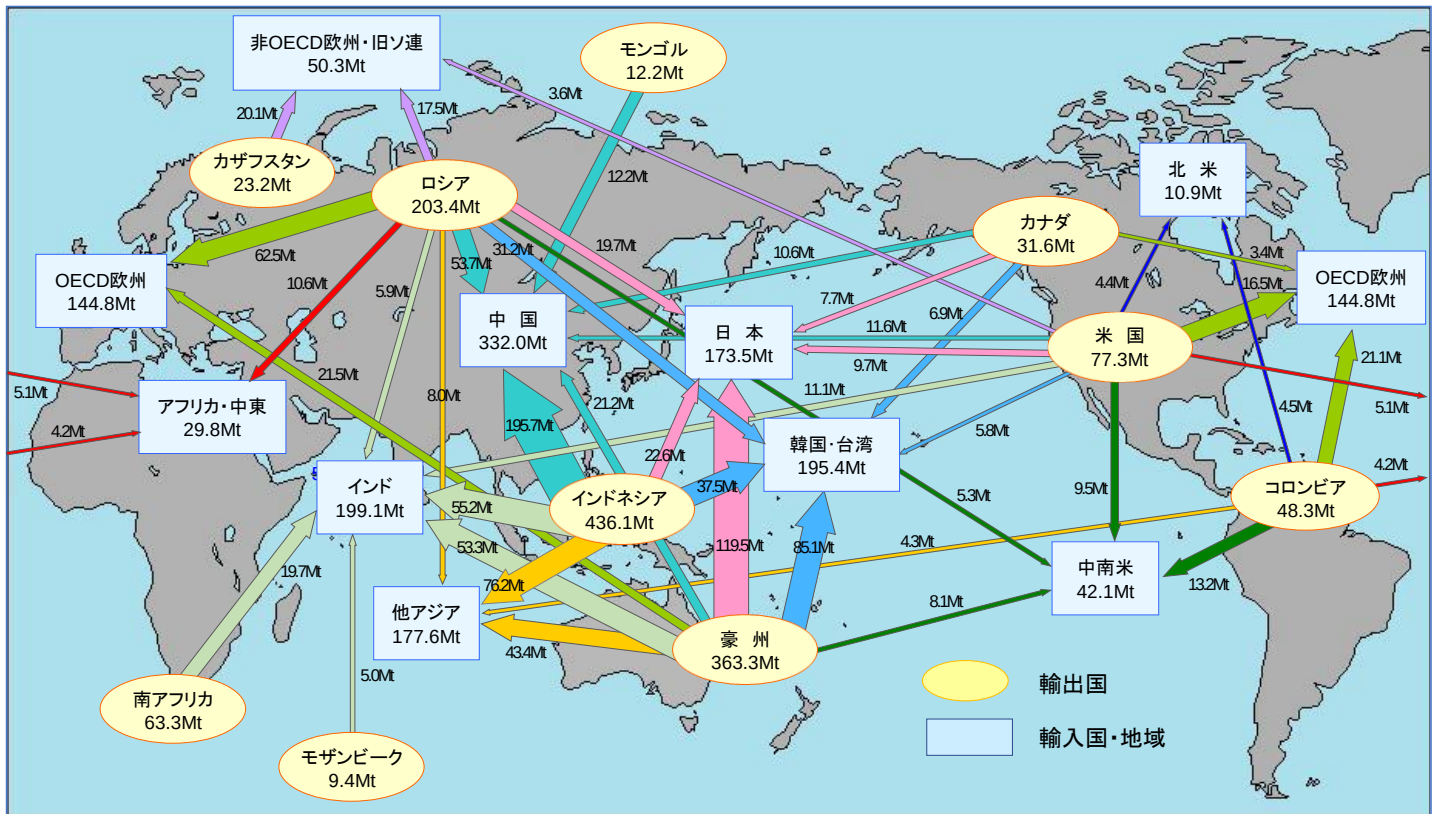
(注2) 各国・地域の輸入量を積み上げたもので、第222-1-36の輸出量合計と一致しない。

(注3) 四捨五入のため、各国の比率を合計しても100%にならない場合がある。

資料:IEA「Coal Information 2022」を基に作成

2021年の世界の主な石炭貿易フロー(褐炭を除く)を見ますと、石炭貿易の流れは、中国、インド及び日本等を中心とするアジア地域と欧州地域の二つに大きく分かれています。アジア市場では中国、インド、アセアン諸国等での輸入需要増加により拡大し続けており、一方で欧州市場では地球温暖化対策(脱石炭)により縮小し続けています(第222-1-38)。

【第222-1-38】世界の主な石炭貿易(2021年見込み)



(注) 褐炭を除く。300万トン以上のフローを記載。

資料:IEA,「Coal Information 2022」及び貿易統計等より推計。

⑤石炭価格の推移

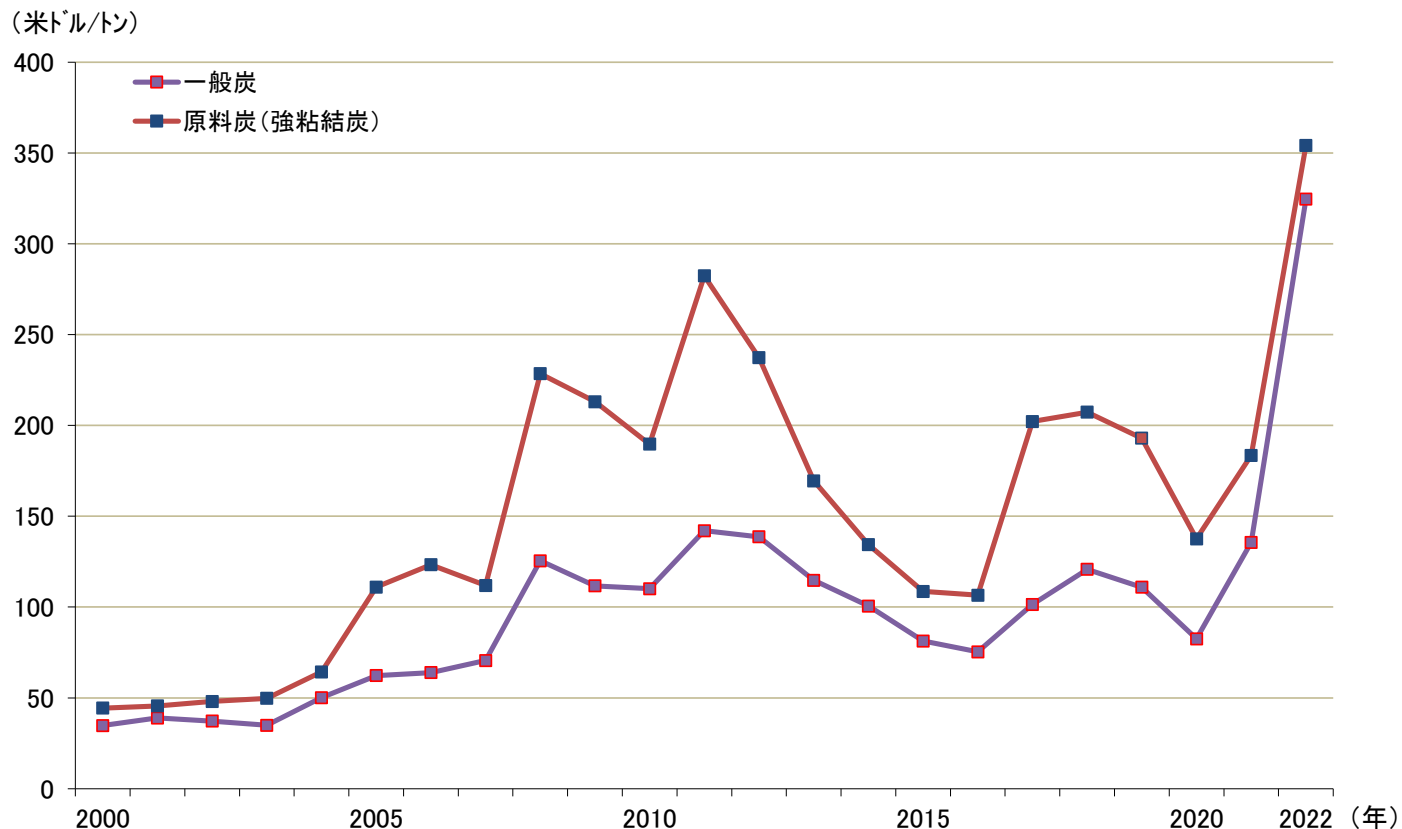
石炭価格は、世界の需給動向を反映して変動していますが、2000年代半ば頃から変動幅が大きくなりました。日本の石炭輸入価格は、一般的には長期契約をベースとして、国際的な市場価格(スポット価格)の動向を勘案し決定されます。

我が国の豪州産一般炭輸入CIF価格(年平均)は、2000年代半ばからアジアを中心とする新興国での需要の伸びや、生産国における気象の影響や事故等による供給障害を背景に上昇し、2011年には140ドル/トン(以下「ドル」という。)を超える高値を記録しました。その後は輸出国で供給力の拡大が進んできた一方で需要の増加が鈍化したことから供給過剰となり、2016年まで一般炭輸入価格は低下が続きました。2017年には上昇に転じましたが、需給の緩みを背景に2019年に再び低下、2020年は世界的な新型コロナウイルス感染症の拡大により経済活動が停滞し、輸入価格はさらに低下しました。2020年秋期頃からは経済活動の回復に伴い石炭需要が増加し、2021年の一般炭輸入価格は136ドルまで上昇しました。2022年はロシアのウクライナ侵略や、供給国での豪雨等により国際市場価格は高騰、その後も高止まりで推移して一般炭輸入価格は325ドルまで上昇しました。

原料炭も世界的な需要拡大を背景に、2000年代半ば以降は急激な変動を見せています。豪州産原料炭(強粘結炭)の輸入価格(年平均)は、2011年には需要が増加する中、供給側の豪州(クイーンズランド州)を記録的な集中豪雨が襲い、生産や出荷が滞ったこと等を背景に上昇し、282ドルと当時の最高値を記録しました。その後は、欧州の経済不安、さらに中国、インドでの経済成長の減速等を背景に原料炭も供給過剰となり、2016年まで価格の下落が続きましたが、2017年には中国の原料炭輸入の増加を背景に需給がタイト化したこと等から、原料炭輸入価格は200ドルを超える水準まで高騰しました。2020年は一般炭と同様に新型コロナウイルス感染拡大による経済活動の停滞で需要が減少し、原料炭輸入価格は138ドルと大

幅に低下しました。2021年は184ドルまで回復し、2022年はロシアのウクライナ侵略、供給国での豪雨等により国際市場価格は高騰、その後も高止まりで推移して原料炭輸入価格は354ドルまで上昇しました(第222-1-39)。

【第222-1-39】我が国の豪州炭輸入CIF価格の推移



(注)2021年まで確定値。

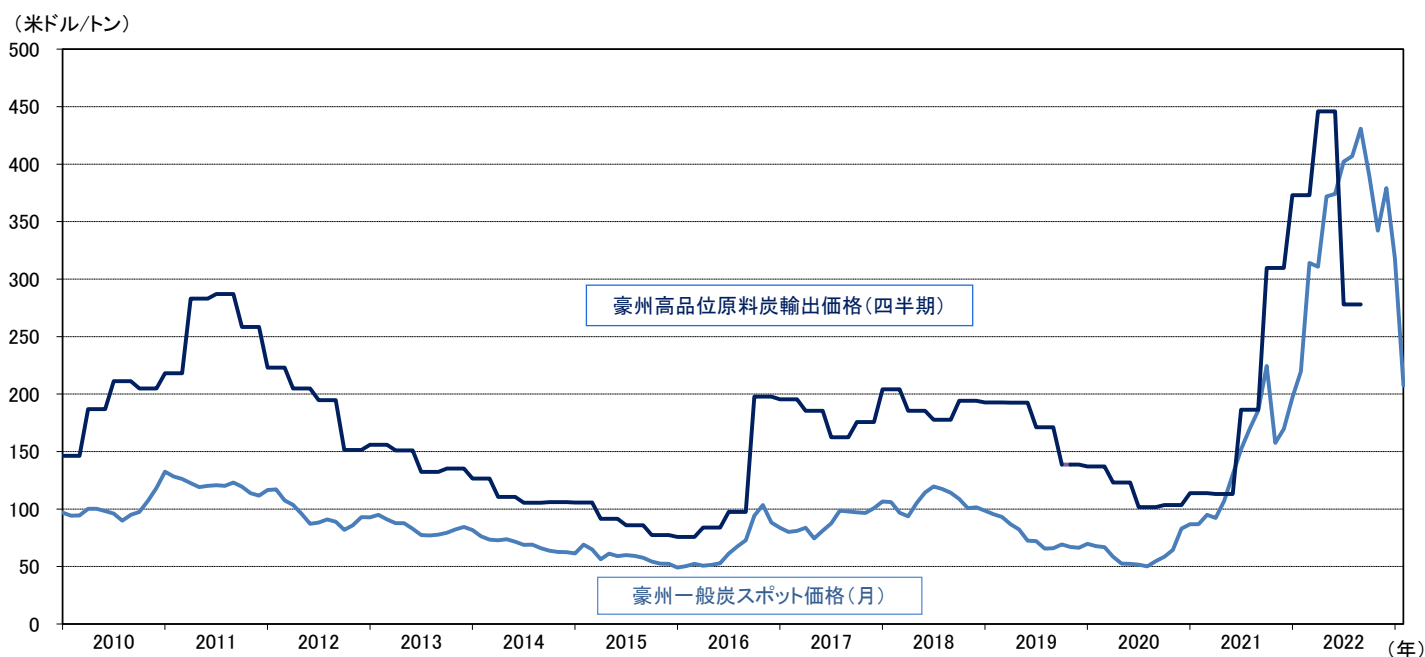
資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

近年、日本の石炭輸入価格に影響を与える国際市場価格は大きく変動しています。一般炭スポット価格(豪州のニューキャッスル港出し一般炭価格(月平均))は2016年初めに50ドルを割り込みましたが、その後上昇し、同年末頃には一時的に100ドル超まで高騰しました。この高騰の主な要因は中国の需要が増加に転じると同時に、中国政府が国内生産を政策的に抑制した(炭鉱の操業日数を減じた)こと等により国内需給がタイトになり、輸入量が増加したためです。一方輸出国では、長引いた価格低迷による不採算炭鉱の閉山や休山が進み供給力の調整が進んでいたことが挙げられます。その後は中国の生産調整が緩和されたこと等から80ドル前後に低下しましたが、2017年下半期に入り、中国やASEANの輸入が堅調な中、インドの輸入量も対前年比で増加したことで再び上昇に転じ、2018年7月には120ドルまで高騰しました。しかしその後、主な需要国での輸入が停滞したことから一般炭供給は過剰気味となり、一般炭スポット価格は下落し、2019年後半以降は60ドル台後半で推移しました。2020年第一四半期頃までは同水準で維持していましたが、新型コロナウイルス感染症拡大による石炭需要の落ち込みから2020年5月には50ドル台前半に下落、同年8月には近年の底値(2016年1月)に迫る50ドルまで下落しました。その後、各国の輸入需要が戻り始めたことから、同年12月には80ドル台まで持ち直しました。2021年に入って石炭輸入国での石炭需要が増加したことから、一般炭スポット価格は夏期の需要期に向けて上昇し、その後は中国国内市場の動向に大きくけん引されて、上昇しました。その後、中国政府が国内生産を増加する等の対策をとったことから、2021年11月の

一般炭価格は一時下落しましたが、冬期の需要期であることに加えて、インドネシアが自国の発電用石炭が不足したことから石炭輸出を一時禁止したことも重なり、2022年1月の価格は200ドル近くまで上昇しました。そうした中、2022年2月下旬にロシアがウクライナに侵略したことで、同年4月にはEUと日本がロシア炭の禁輸を発表し、加えて同年7月には豪州のニューサウスウェールズ州での大雨の影響もあり、一般炭価格は400ドルを上回るまでに高騰しました。その後9月まで横ばいで推移しましたが、10月以降下落し、2022年12月時点で379ドル、2023年2月時点では207ドルとなっています。

また、豪州高品位原料炭輸出価格(四半期平均価格)を見ると、2015年第4四半期から2016年第1四半期かけて80ドルを割り込んでいましたが、一般炭と同様の要因により2016年第4四半期には200ドル近くまで上昇しました。2017年第3四半期には160ドル台まで下落しましたが、中国及びインドの輸入増や供給が滞ったこと等から2018年第1四半期には200ドル超まで戻し、その後は170ドルから190ドル台で推移しました。2019年に入り中国を除いて主な需要国の輸入が停滞し、さらに同年後半には中国の輸入も減速したため、一般炭と同様に原料炭も供給過剰気味となり、原料炭輸出価格は2019年第4四半期には140ドルを下回り、さらに新型コロナウイルス感染症の影響から2020年第3四半期には100ドル近くまで下落しました。2021年に入り原料炭輸出価格も一般炭スポット価格と同様に中国国内市場の動向にけん引され、第4四半期には300ドル台まで急騰しました。そうした中、ロシアのウクライナ侵略により、高品位原料炭価格は一時600ドルまで急騰し、その後は400ドル台前半まで下がりました。一般炭と同様に2022年4月の禁輸の発表を受けて再び上昇しましたが、需要の増加が少ない中、供給が追い付いたことで原料炭価格は下落基調となり、2022年第3四半期では278ドルとなっています(第222-1-40)。

【第222-1-40】豪州一般炭・高品位原料炭価格の推移

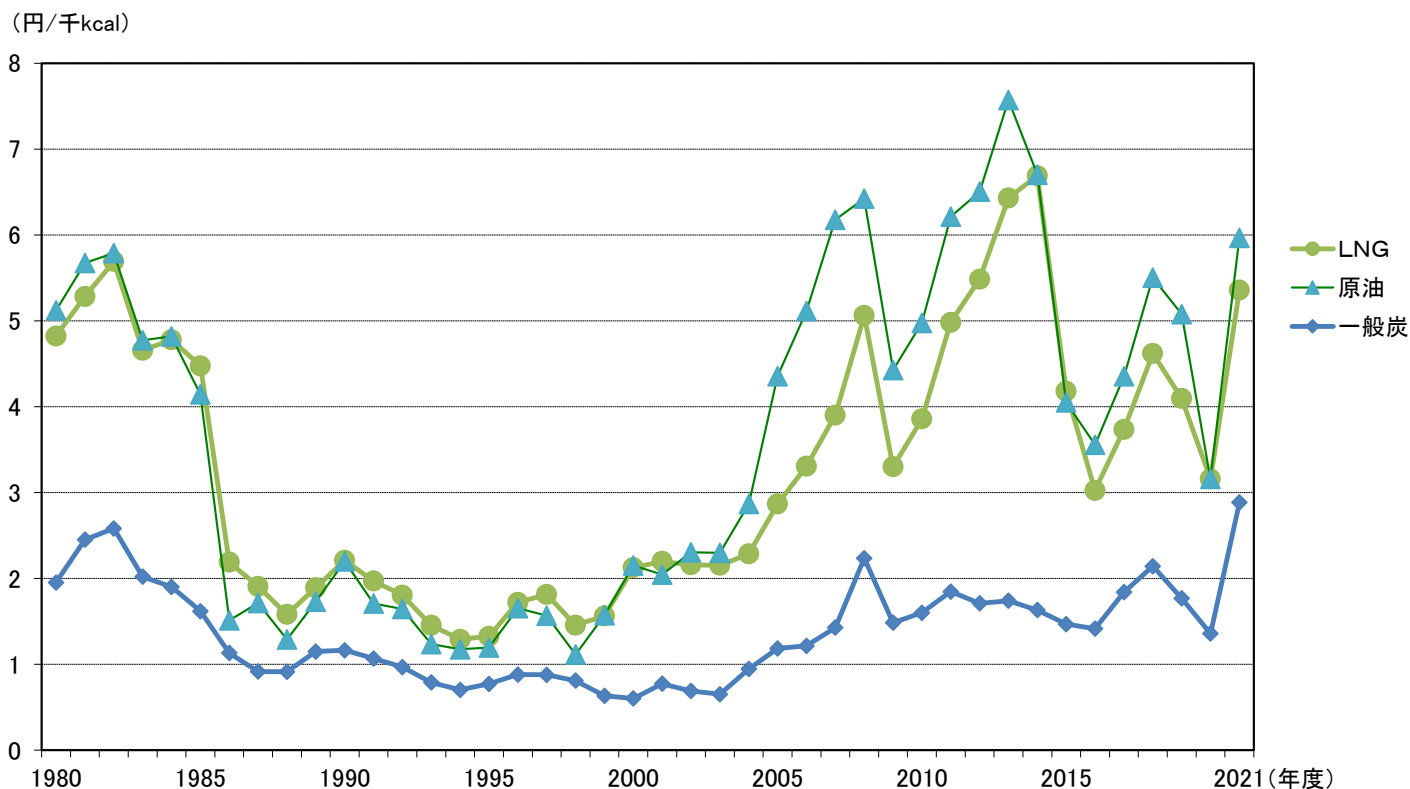


(注) 豪州一般炭スポット価格: World Bankが公表する豪州ニューキャッスル港出し一般炭スポットFOB価格(月平均)。
 豪州高品位原料炭輸出価格: 豪州DISERが公表する豪州高品位原料炭輸出FOB価格(四半期平均)。
 資料: World Bank及びDepartment of Industry, Science, Energy and Resources (DISER), Australia Government, 「Resources and Energy Quarterly」を基に作成

石炭(一般炭)の価格と他の化石エネルギーの価格を同一の発熱量(1,000kcal)当たりのCIF価格で比較すると、石炭の価格が原油やLNGの価格よりも低廉かつ安定的に推移していることがわかります。1980年代前半では石炭の価格優位性は非

常に高いものでしたが、1986年度以降は原油やLNGの価格が低下したことからその価格差が縮小しました。2004年度以降、原油価格の上昇にあわせて他の化石エネルギーの価格も上昇していますが、発熱量当たりのCIF価格で比較すると、石炭の上昇幅は他の化石エネルギーよりも小さいものでした。その後、いずれの化石エネルギー価格も変動を繰り返しましたが、依然として発熱量当たりの石炭価格は原油及びLNG価格と比較し、優位性を維持しています(第222-1-41)。

【第222-1-41】化石エネルギーの単位熱量当たりCIF価格



資料:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

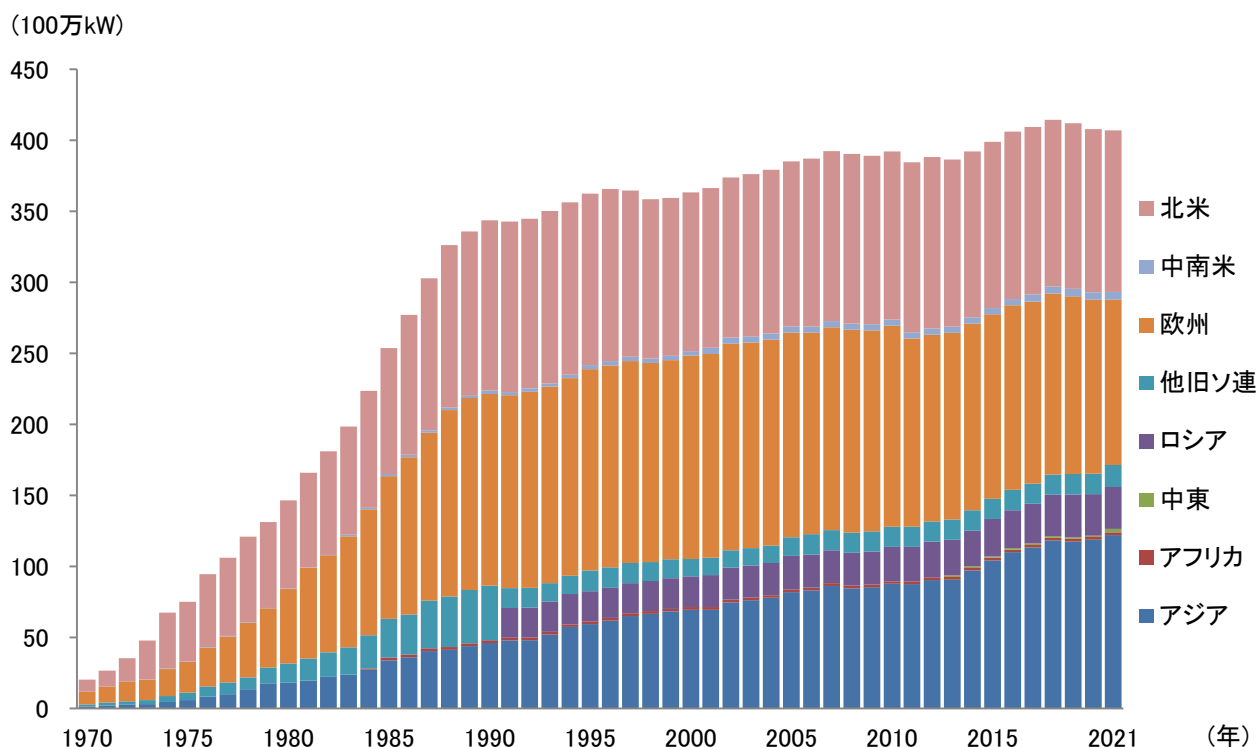
2.非化石エネルギーの動向

(1)原子力

①世界の原子力発電の推移

1951年、世界初の原子力発電が米国で開始されて以来、二度の石油危機を契機として世界各国で原子力発電の開発が積極的に進められてきましたが、1980年代後半からは世界的に原子力発電設備容量の伸びが低くなりました(第222-2-1)。

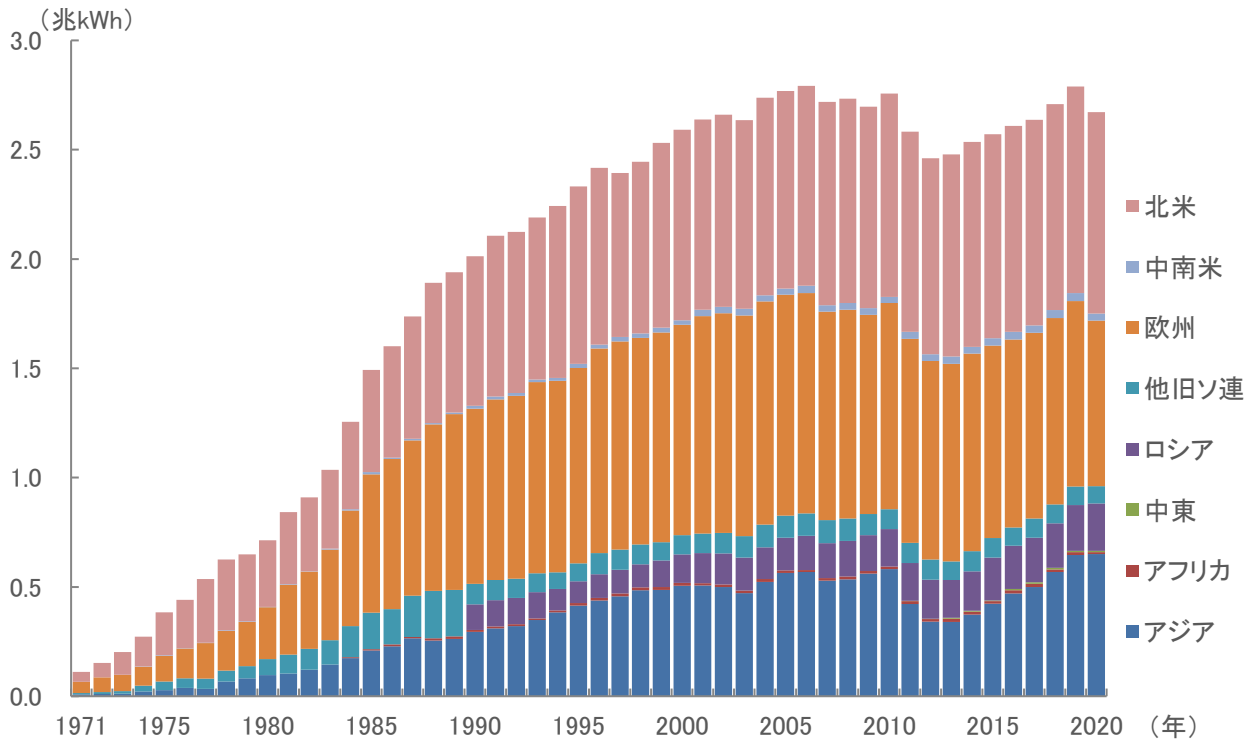
【第222-2-1】原子力発電設備容量(運転中)の推移



資料:日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2022年版」を基に作成

しかし、化石エネルギー資源の獲得を巡る国際競争の緩和や地球温暖化対策のため、特にアジア地域では、原子力発電設備容量が着実に増加してきました。2011年3月に発生した東京電力福島第一原子力発電所事故を受けて日本の原子力発電電力量が減ったため、アジア地域の原子力発電電力量は減少しましたが、2014年に再び増加に転じました(第222-2-2)。

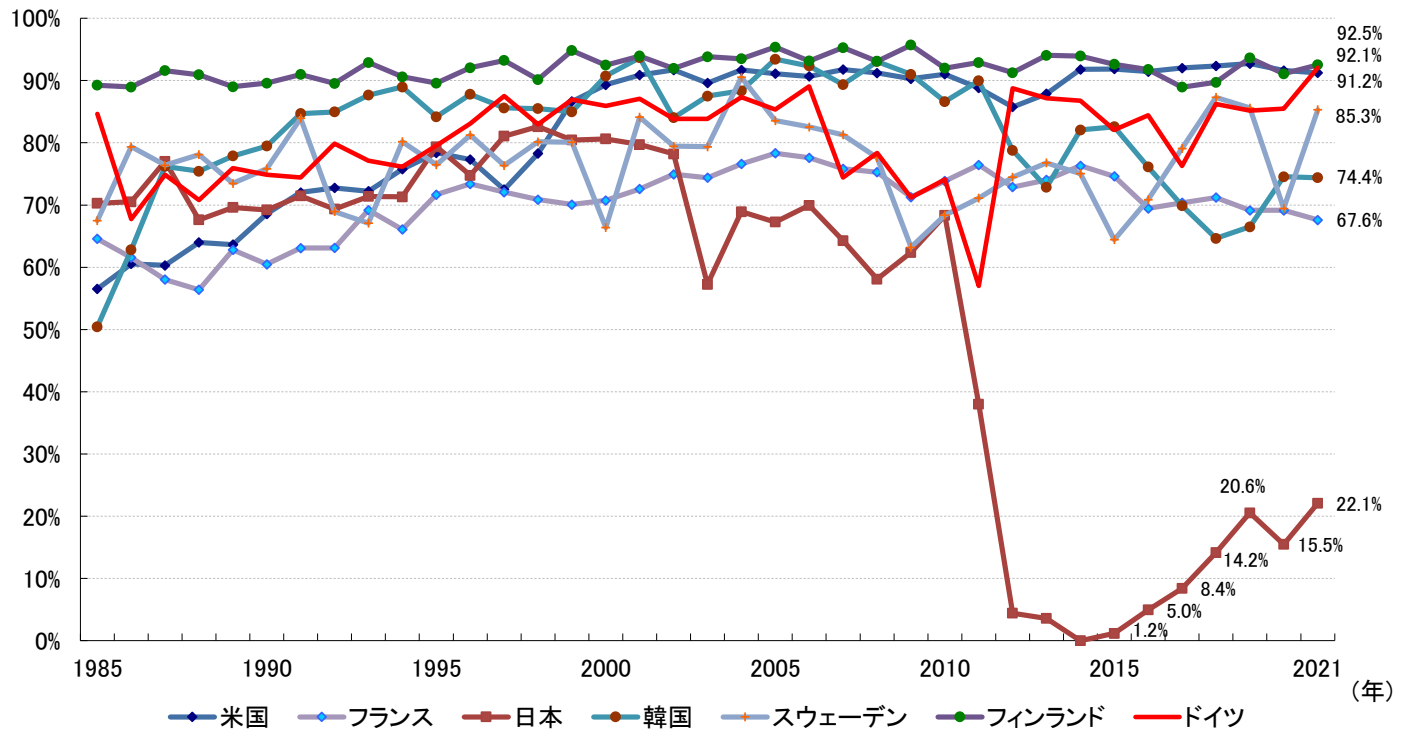
【第222-2-2】世界の原子力発電電力量の推移(地域別)



資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

一方、欧米地域においては、原子力発電所の新規建設が少ないものの、出力増強や設備利用率の向上によって、発電電力量は増加傾向となってきました。設備利用率で見ると、例えば、米国ではスリーマイル島事故後の自主的な安全性向上の取組によって官民による設備利用率向上を進めた結果、近年の設備利用率は9割前後で推移しています。一方、日本では東日本大震災後、原子力発電所は長期稼働停止しており、2015年8月に新規規制基準施行後初めて再稼働した九州電力川内原子力発電所1号機を始め、2023年3月までに10基が再稼働したものの、設備利用率は低迷したままです(第222-2-3)。また、エネルギー需要が急増する新興国を中心に、原子力発電所の新規導入又は増設の検討が進められています。

【第222-2-3】主要原子力発電国における設備利用率の推移



資料:IAEA「Power Reactor Information System(PRIS)」を基に作成

②各国の原子力発電の現状

ここでは、各国・地域の現状について説明します(第222-2-4)。

【第222-2-4】各国・地域の現状一覧

国・地域名 (発電能力順)	基数	発電能力 [万kW]	発電量 [TWh]	設備利用 率[%]	発電電力量 構成比率 [%]
米国	93	9,928	812	91	19
フランス	56	6,404	379	68	69
中国	51	5,328	408	88	5
日本	33	3,308	71	22	7
ロシア	34	2,951	222	83	19
韓国	24	2,342	158	74	26
カナダ	19	1,451	93	73	14
ウクライナ	15	1,382	86	71	57
英国	12	849	46	54	15
スペイン	7	740	57	87	21
スウェーデン	6	707	53	85	31
インド	22	678	47	73	3
ベルギー	7	623	50	92	51
ドイツ	3	429	69	92	12
チェコ	6	421	31	84	37

(注) 基数・発電能力は2022年1月1日時点。発電量・設備利用率・発電電力量構成比率は2021年時点(年ベース)。

資料:基数・発電能力は日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2022年版」を基に作成、発電量・発電電力量構成比率はIEA「World Energy Balance 2022年版」を基に作成、設備利用率はIAEA「Power Reactor Information System (PRIS)」を基に作成

(ア)米国

米国では運転中の原子力発電所の基数が93基(合計出力9,928万kW)あり、その規模は世界一で、原子力発電により発電電力量の19%を賄っています(2021年)。また、平均設備利用率は91% (2021年)と順調な運転を続けてきました。2023年3月時点で84基の原子力発電所について、運転期間(認可)を60年とする延長が認められており、さらに2基が審査中、2基が延長を申請する予定であることを表明しています。また2017年7月、原子力規制委員会(NRC)は80年運転に向けたガイダンスを確定し、認可を受けた原子力発電所においては80年運転が可能となりました。これまでにフロリダ・パワー&ライト社のターキーポイント3、4号機、セントルーシー1、2号機、エクセロン社のピーチボトム2、3号機、ドミニオン社のサリー1、2号機、ノースアナ1、2号機、ネクストエラ社のポイントビーチ1、2号機、デュークエナジー社のオコニー1、2、3号機、エクセルエナジー社のモンティセロ発電所の計16基が80年運転に向けた2回目の運転期間延長申請をしています。このうち、NRCはターキーポイント3、4号機に対して2019年12月に、ピーチボトム2、3号機に対して2020年3月に、サリー1、2号機に対して2021年5月に運転期間延長の認可を発給しました。

2005年8月に成立した、原子力発電所の新規建設を支援するプログラムを含む「2005年エネルギー政策法」に基づき、建設遅延に対する政府保険、発電量に応じた一定の税額控除、政府による債務保証制度が整備されました。こうしたインセンティブ措置の導入を踏まえ、原子力発電所の新規建設に向けて、2007年以降19件の建設・運転一体認可(COL)申請がNRCに提出されました(2023年3月時点で認可8件、審査一時停止2件、申請取下げ8件、申請却下1件)。

東京電力福島第一原子力発電所事故直後の2011年3月14日、エネルギー省は、前月に発表した2012年会計年度のエネルギー省予算のうち、原子力発電所新設支援のための融資保証枠360億ドルは変更しないと発表し、原子力政策の維持を表明しました。さらに同年3月30日にオバマ大統領はエネルギー政策に関する演説を行い、そこで原子力の重要性に言及しました。

原子力発電を重視する姿勢は2017年1月20日のトランプ大統領就任後も変更はなく、同年9月29日にはエネルギー省が、建設費用の増加が見込まれるボーグル発電所3、4号機に対し、建設継続のために37億ドルの追加融資保障の適用を提案

しました。2021年1月には新たにバイデン政権が発足しましたが、バイデン大統領も気候変動対策の観点から原子力を重視する方針を示しています。

他方で、米国内でシェールガス開発が進み天然ガス価格が下落していることもあり、経済性の観点から、原子力発電所の閉鎖も発表されています。2013年から2022年までの10年間に、デュークエナジー社のクリスタルリバー3号機、ドミニオン社のキウオーニー原子力発電所、サザンカリフォルニアエジソン社のサンオノフレ2、3号機、エンタジー社のバーモントヤンキー原子力発電所、ピルグリム1号機、インディアンポイント2、3号機、パリセード原子力発電所、オマハ電力公社のフォートカルフォーン1号機、エクセロン社のオイスタークリーク原子力発電所、スリーマイルアイランド1号機、ネクストエラ社のデュアンアーノルド1号機が閉鎖されました。また、新設についても建設費用の大幅な増加に伴い、2017年3月29日の、ボーグル発電所3、4号機及びV.C.サマー発電所2、3号機の建設工事を請け負うウェスチングハウス社による米国連邦倒産法第11章に基づく再生手続の申立てを受け、同年7月にV.C.サマー発電所の建設中止が決定されました。

原子力発電所の閉鎖が相次いで公表される状況に鑑み、温室効果ガス削減や雇用等地元経済への影響の観点から、複数の州で原子力発電所の運転継続を支援する制度が導入されています。2016年8月にニューヨーク州で、原子力発電所に対する補助金プログラムを盛り込んだ包括的な温暖化防止策「クリーン・エネルギー基準(CES)」が承認されたほか、同年12月にイリノイ州で州内の原子力発電所に対する財政支援措置を盛り込んだ包括的エネルギー法案が成立しました。また、2017年10月にコネチカット州にて州内で稼働するミルストン原子力発電所2、3号機への支援措置を可能にする「ゼロ炭素電力の調達に関する法案」が成立、2018年5月にはニュージャージー州で州内の原子力発電所に対する財政支援プログラムである「ゼロ排出クレジット(ZEC)」を盛り込んだ法案が成立しました。2019年7月には、オハイオ州でも同様の法案が成立しています。2021年9月にはイリノイ州で新たな低炭素電源支援法が成立したことにより、経済的な問題から閉鎖が予告されていたエクセロン社のバイロン1、2号機とドレスデン2、3号機が運転を継続できることとなりました。また、2022年9月にはカリフォルニア州で閉鎖が決定されていたパシフィックガスアンドエレクトリック社のディアブロキャニオン1、2号機の運転期間延長を支援する法案が成立しました。

米国では、エネルギー省が2015年より実施している「原子力の技術革新を加速するゲートウェイ(GAIN)プログラム」や、2020年5月に立ち上げられた「革新炉実証プログラム(ARDP)」を中心に、連邦政府が革新炉開発支援を積極的に行っています。2018年以降、米国議会でも革新炉開発を促進するための立法活動が進められており、2018年9月には「原子力イノベーション能力法」が、2019年1月には「原子力イノベーション改新法」が成立しました。2021年11月に成立した「インフラ投資法案」では、ARDPへの予算支援の承認とともに、経済的に困難な既設炉へのクレジット付与(60億ドル)が盛り込まれました。また、2022年8月に成立した「インフレ抑制法」では、既設炉、新規革新炉に対する生産税額控除及び新規革新炉に対する投資税額控除が盛り込まれました。

(イ)欧州

(i)英国

英国では12基の原子力発電所が運転中で、発電電力量の15%を賄っています(2021年)。2007年7月に英国政府は、新しいエネルギー白書「Energy White Paper: meeting the energy challenge」を発表し、この中で原子力発電所の新規建設に向けた政策面での支援方針を表明しました。さらに2008年1月には、原子力発電所の新規建設に向けた体制整備やスケジュール等を盛り込んだ原子力白書を発表しました。2011年7月には、英国下院において8か所の原子炉新設候補サイトが示された原子力に関する国家政策声明書が承認されました。2013年12月に成立したエネルギー法では、原子力発電への適用を含んだ差額決済方式を用いた低炭素発電電力の固定価格買取制度(FIT-CfD:Feed-in Tariff with Contracts for Difference)を実施することが規定されています。このFIT-CfDについては、EDFエナジー社のヒンクリー・ポイントCにおける原子力発電

所新設案件への適用について、欧州委員会よりEUの国家補助(State Aid)規則に違反する可能性の調査が行われましたが、2014年10月に同規則に違反しないとの判断が下されました。ヒンクリー・ポイントC発電所計画では、2013年10月に英国政府と事業者の間で、具体的な固定買取価格(ストライク・プライス)が発表されており、2015年10月には、フランス電力(EDF)と中国広核集团有限公司(CGN)の間で、同計画に対してEDFが66.5%、CGNが33.5%を出資することで合意に至ったと発表されました。2016年7月にはEDFの取締役会が最終投資決定を行い、同年9月には英国政府、EDF及びCGNが、同計画を実行するための最終的な契約・合意文書に調印しました。その後2017年3月に、原子炉建屋外施設へのコンクリート打設が開始されました。また、EDFは2018年11月、サイズウェルC発電所の2021年末の建設開始を目指すとして発表しましたが、2023年3月時点でも建設は開始されていません。ヒンクリー・ポイントC発電所、サイズウェルC発電所のほか、2023年3月現在、英国内では中国広核集团有限公司(CGN)によるブラッドウェルB発電所の新設計画が進められています。

一方で、ムーアサイド発電所での新規建設事業を進めていた東芝は、2018年11月、英国での原子力発電所新規建設事業からの撤退と、100%出資していたニュージェネレーション社の解散を決定しました。次いで、日立製作所が100%出資するホライズン・ニュークリア・パワー社は、ウィルファ・ニューウィッド発電所及びオールドベリーB発電所の新設計画を進めていましたが、2019年1月、日立製作所がホライズンプロジェクトの凍結を発表し、2020年9月には英国での原子力発電所新規建設事業からの撤退を発表しています。

また、英国政府は2017年11月に「Industrial Strategy」を、2018年6月には「Nuclear Sector Deal」を公表しました。先進的モジュール炉(AMR)の研究開発、新設、廃炉コストの削減、将来の原子力輸出等への政府の支援策を示し、英国内民生用原子力産業に対し、総額2億ポンドを投じるとしています。2020年11月には「グリーン産業革命に向けた10ポイント計画(10 Point Plan)」を発表し、原子力の分野では大型原子炉及び小型モジュール炉(SMR)や先進的モジュール炉(AMR)に最大3億8,500万ポンド投資する方針を明らかにしました。2022年9月には「先進的モジュール炉(AMR)研究開発・実証プログラム」の予備調査を行う実施事業者として、日本原子力研究開発機構が参加するチームを採択しました。

2021年10月には政府より、「Net Zero Strategy: Build Back Greener」が公表され、新たに1.2億ポンドの「未来の原子力実現基金」を新設することが発表されました。また、同年同月には新たな戦略のみならず、原子力発電所の新設に対する新たな支援制度として、規制資産ベース(RAB)モデルの導入が発表されました。RABモデルは、設備に対する投資コストに見合った適切なリターンを規制機関が評価し、利用料を通じてそれを消費者から回収することを認める仕組みです。従来の支援制度と比較して、この仕組みでは事業の不確実性が低減されるとともに、最終的な消費者負担も軽くできると期待されています。RABモデルはサイズウェルC発電所に適用される予定です。

さらに直近では、2022年4月に政府より、「British energy security strategy」が公表され、2030年までに最大8基の原子炉を新設し、2050年までに電力需要の最大25%を賄うことを目指すとともに、新設を支援するための組織として「大英原子力推進機関」を設立することが発表されました。

(ii)フランス

フランスは原子力発電所の基数が56基と、米国に次ぐ世界第2位の原子力発電規模を有しており、発電電力量の69%を原子力で賄っています(2021年)。発電設備が国内需要を上回っているという状況から、1990年代前半以降、新規原子力発電所の建設は行われてきませんでした。しかし、2005年7月に制定された「エネルギー政策指針法」において、2015年頃までに既存原子力発電所の代替となる新規原子力発電所を利用可能とするため、原子力発電オプションの維持が明記されたこともあり、フランス電力(EDF)は2006年5月、新規原子力発電所としてフラマンビル3号機(欧州加圧水型原子炉:EPR)を建設

することを決定し、2007年12月に着工しました。しかし、同機は建設に大幅な遅延が生じており、2023年3月時点でも運転を開始していません。

2011年3月の東京電力福島第一原子力発電所事故後も、フランスは原子力政策堅持の姿勢を崩しませんでした。2015年8月、オランド大統領率いる社会党政権が、原子力発電の発電量について、2025年までに50%まで割合を引き下げ、現行の発電容量(63.2GW)を上限とする内容の「グリーン成長のためのエネルギー転換法」を成立させました。2025年までに原子力比率を50%まで引き下げるという目標については、送電系統運用者のRTE社により、計画通り実施した場合、2020年以降の電力供給の不足やCO2の削減目標の未達が生じるとの懸念が示されたほか、2017年5月に就任したマクロン大統領政権下の閣僚からは非現実的であるとの見解が示されました。その結果、2017年11月に原子力比率引下げの目標年次の延期が決定され、2019年11月、2035年までに原子力比率を50%まで引き下げるという内容を盛り込んだ「エネルギー・気候法」が公布されました。「エネルギー転換法」の取り決めにより、新たな原子力発電所を完成させる前に古いものを閉鎖しなければならないこともあり、2019年9月に政府とEDFはフェッセンハイム1、2号機の早期閉鎖について合意しました。その後、両機は2020年2月と6月にそれぞれ閉鎖されました。

2021年2月、規制当局ASNは運転開始から40年を迎える90万kW級原子炉について、EDFが計画している安全性向上策とASNが要求する追加措置の実施を条件に50年運転を認める決定を発表しました。1978～1987年に商業運転を開始した原子炉32基が対象とされています。フランスでは規制による運転年数制限は特に設けられておらず、10年ごとに実施される各原子炉の定期安全レビュー(PSR)において合格した場合に、その後の10年間の運転許可が付与されます。今回の決定により、90万kW級原子炉の全般的評価フェーズが完了し、今後、順次個別レビューが行われ、2031年までには全てのPSRが完了する予定です。さらに2022年2月、マクロン大統領はCO2排出削減目標達成のため、全ての既存炉の運転期間を延長するとともに、6基のEPR2の新設に着手し、さらに最大で8基の新設の可能性に関する調査を開始する方針を示しました。

2015年7月、EDFは、経営難に陥っていた同国の原子力複合企業であるアレバの再建策として、同社の原子力サービス部門であるアレバNPの株式の少なくとも51%を取得することでアレバと合意したと発表しました。2016年11月、アレバは、アレバNPの原子力サービス部門から、建設が遅延しているオルキルオト3号機関連を除く事業を継承する新会社であるNew NPの株式の少なくとも51%をEDFが取得することで、正式にEDFと合意しました。最終的な出資比率はEDFが75.5%、三菱重工が19.5%、フランスのエンジニアリング会社のアシシステムが5%となり、2018年1月、フラマトムに名称変更しました。同月、燃料サイクル部門のニューアレバも、オラノに名称変更しました。最終的なオラノへの出資比率は、政府45.2%、仏原子力庁(CEA)4.8%、アレバSA(政府100%出資のアレバ本体)40%、日本原燃5%、三菱重工5%となりました。2018年2月に日本企業による増資が完了しました。その後、2022年7月にはボルヌ首相が、気候変動対策やエネルギー安全保障に係る施策を政府主導で進めていくことを目的として、EDFを完全国有化する方針を示しました。

(iii)ドイツ

2021年時点の原子力発電による発電電力量の構成比率は12%となっています。ドイツでは、2002年2月に成立した改正原子力法に基づき、当時運転中であった国内19基の原子炉を、2020年頃までに全廃する予定としていましたが、2009年9月の連邦議会総選挙において、この「脱原子力政策」が見直されました。2010年9月、原子力発電所の運転延長を認める法案が閣議決定され、電力会社は経営判断に基づき既設炉の運転延長を判断することができるようになりました。

しかし、東京電力福島第一原子力発電所事故直後の2011年3月27日に行われた州議会選挙で、脱原子力発電を公約とした緑の党が躍進したことや、大都市で原子力発電所の運転停止を求めるデモが相次いだこと等により、連立政権も同年4月には脱原子力を推進する立場へと転換しました。2003年11月にシュターデ発電所が、2005年5月にオブリヒハイム発電所

が廃止され、2011年時点で国内17基の原子炉がありましたが、それらを段階的に廃止し、再生可能エネルギーとエネルギー効率改善により代替していくための法案が、同年6月30日に下院で、7月8日に上院で可決され、7月31日の大統領署名を経て、8月1日から施行となりました。この政策変更により、8基の原子炉が即時閉鎖となりました。また、残り9基の原子炉については、2022年までに順次閉鎖されることになり、それに基づき2015年6月にグラーフラインフェルト発電所が、2017年12月にグンドレミンゲンB発電所が、2019年12月にフィリップスブルク発電所2号機が、そして2021年12月にブロックドルフ発電所、グローンデ発電所、グンドレミンゲンC発電所が永久停止しました。これにより、ドイツの運転中の原子力発電所は3基となり、これらも2022年末に廃止される予定でしたが、2022年10月、政府は先立って実施した電力供給と系統運用の安定性に関するストレステストの結果を踏まえ、3基を最長で2023年4月15日まで稼働させる方針を示しました。

(iv)その他の欧州

スウェーデン6基(発電電力量の31%)、スペイン7基(同21%)、ベルギー7基(同51%)、チェコ6基(同37%)、スイス4基(同31%)、フィンランド4基(同33%)、オランダ1基(同3%)の原子力発電所が運転中です(基数:2022年1月時点。発電電力量シェア:2021年時点)。

このうちスウェーデンでは、1980年の国民投票の結果を踏まえて、原子力発電所を段階的に廃止することとされ、1997年には新設禁止を定めた原子力法が制定されました。それに基づき1999年12月にバーセベック1号機を、2005年5月に同2号機を閉鎖しました。しかしその後、原子力発電所廃止見直しの機運が高まり、2010年6月、新設禁止を定めた原子力法を改正し、国内10基の既設原子炉のリプレースを可能とする法案が議会で可決されました。これにより新規建設は法律上可能となりました。これまでは、電気事業者は既設発電所の出力向上に優先的に注力しており、正式な建設計画は提出されていませんでしたが、2012年7月、電気事業者よりリプレースのための調査を行うとの発表があり、規制当局に対してリプレース計画が申請されました。2014年10月に発足したロヴェーン新首相率いる新政権は、2040年までに電力の全てを再生可能エネルギーで賄うことを目標としていましたが、2016年6月の社会民主党を始めとする5党の枠組合意では、原子力発電所の熱出力に課されている税が2017年から2年間で段階的に廃止されることとなりました。2040年は原子力発電所の全廃の期限ではないことが確認され、低炭素化における原子力発電の重要性を認める形となりました。他方、2019年12月及び2020年12月、バッテンフォール社は経済性の悪化を理由にリングハルス2号機及び1号機を閉鎖しました。その後、2022年10月に発足したクリステション新首相率いる新政権は、「ティード合意」を公表し、新規原子力発電所の建設や、閉鎖したリングハルス原子力発電所の再稼働を推進する方針を示しました。この方針に沿って2023年1月、政府は既存サイト以外での原子炉の新設を禁止する規定及び運転中の原子炉数を10基までに制限する規定を撤廃する法改正を提案しました。

ベルギーでは、2003年1月に脱原子力発電法が成立し、これに基づき、国内7基の原子炉は、建設から40年を経たものから順次閉鎖する予定となりました。2012年7月4日、ベルギー政府はこの基本方針を踏襲し、ドール1、2号機を2015年に廃炉にすることを決定する一方で、国内最古の原子力発電所の一つであるチアンジュ1号機については10年間運転を延長(2025年まで運転)することを決定しました。しかし、2014年10月に発足した新政権は、ドール1、2号機についても運転延長を認める方針を表明しました。2015年12月、ベルギー政府とエンジー社は、ドール1、2号機の運転期間の10年延長と、運転に伴う新たな賦課金システムに関する協定に調印したと発表しました。その後、2018年3月にベルギー政府から発表されたエネルギー戦略では2025年までに全ての原子力発電所を停止することになっていましたが、2022年3月にベルギー政府はドール4号機とチアンジュ3号機の運転を10年間延長することを決定しました。他方、同年9月にドール3号機、2023年1月にチアンジュ2号機が40年の運転を経て閉鎖しました。

チェコでは、2011年10月、国営電力であるCEZがテメルン原子力発電所の増設のための入札を開始し、東芝・ウエスチングハウス、ロスアトム、アレバの3社から入札を受けました。しかし、2014年4月、CEZは現状の制度の下では投資回収が見

込めないことを理由に入札を中断しました。その後、2015年5月にチェコ政府は、2040年時点における原子力比率を約49%にまで高めることを含む新たなエネルギー政策を承認しました。政府は原子力発電所の増設のための投資・事業モデルに関する調査を行い、2019年7月、ドコバニ原子力発電所においてリプレース用の原子炉を2基増設する計画について、CEZのグループが100%子会社を通じて建設資金を調達するという投資家モデルを政府が承認しました。同年11月には、バビシュ首相が、ドコバニ原子力発電所における新規原子炉を2036年までに完成させる方針を明らかにし、2021年3月に規制当局はドコバニ原子力発電所の2基増設の立地許可を発行しました。2022年3月にはCEZが建設企業を選定する入札を開始し、入札資格の与えられていたフランスのEDF、米国のウエスチングハウス、韓国水力・原子力会社(KHNP)が入札しました。CEZは最初の1基について、供給企業との契約を2024年中に終え、2036年までに同炉の運転開始を目指すとしています。

フィンランドでは、2003年12月、TVO社が同国5基目の原子炉となるオルキルオト3号機として、アレバ社のEPR(160万kW級PWR)を選定しました。同機は2005年12月の着工から工期が長引きましたが、2021年12月に初臨界を達成し、2022年3月から電力供給を開始しています。2010年7月には、議会在TVO社とフェンノボイマ社の新規建設(各1基)を承認しました。また、フェンノボイマ社は2012年1月にピュハヨキ(ハンヒキビ)1号機建設の入札を行い、2013年12月、ロスアトム社が選ばれました。しかし2022年5月、フェンノボイマ社は、ロスアトム社の作業の遅れやロシアのウクライナへの侵略等を理由に、ロスアトム社との契約を破棄しました。運転中の原子力発電所としては、2017年1月TVO社がオルキルオト1、2号機の2038年末までの運転延長申請をし、2018年9月に承認されました。また、フォータム社は2022年3月にロビーサ1、2号機の2050年末までの運転延長を申請し、2023年2月に承認されました。

リトアニアでは、2011年7月、ビサギナス原子力発電所の建設のために、日立が戦略的投資家(発電所建設の出資者)として優先交渉企業に選定されました。2012年10月には、国政選挙とあわせて実施された国民投票で6割強が原子力発電建設に反対し、政権も交代したためプロジェクトは停滞しましたが、2014年3月にはウクライナ情勢を受けてエネルギー安全保障への関心が高まり、与野党間で再度プロジェクト推進の合意がなされました。2014年7月には、リトアニア・エネルギー省と日立の間で、事業会社の設立に向けたMOUが署名されました。しかし、2016年11月、政府は費用対効果が高くなる中、エネルギー安全保障上必要となるまで計画を凍結すると発表しました。

(ウ)アジア地域

(i)中国

中国では、51基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の約5%を原子力発電で賄っています(基数:2022年1月時点。発電電力量シェア:2021年時点)。2007年の「原子力発電中長期発展規則」では、2020年までに原子力発電所設備容量を4,000万kWまで拡大する計画とされていました。また、2011年3月に安全確保を前提条件としてより効率的な原子力開発を行う方針を示した「国民経済と社会発展第12次5カ年計画」を採択しました。さらに2014年11月に公表された「エネルギー発展戦略行動計画2014-2020」及び2016年11月に公表された「電力発展第13次5カ年計画」では2020年の原子力発電設備容量を5,800万kWとする目標が示されました。2018年に陽江5号機、海陽1号機、三門1、2号機、田湾3、4号機、台山1号機が、営業運転を開始したことにより、日本を抜いて世界第3位の原子力発電大国となりました。さらに、2019年には海陽2号機、台山2号機、陽江6号機、2020年には田湾5号機、2021年には福清5号機、田湾6号機、紅沿河5号機、2022年には福清6号機、紅沿河6号機が営業運転を開始しました。

中国は2018年8月に「原子力発電の標準化強化事業に関する指導意見」を公表し、10年後に世界の原子力標準化で中国が主導的な役割を果たすとの目標を示しました。2019年7月には、規制当局が2015年以来初めて、新規原子炉の建設を

承認しました(3地点にそれぞれ2基ずつの建設を予定)。2020年9月には中国が開発を進めてきた第3世代原子炉「華龍一号」を採用する4基の建設を承認しました。また、2021年5月にはロシア製第3世代炉4基の建設が開始されました。

2022年3月に公表された「第14次5ヵ年エネルギーシステム計画」では、2025年の原子力発電所設備容量を7,000万kWとする目標が示されました。同年、中国が開発を進めてきた第3世代炉「CAP1000」6基と「華龍一号」4基の建設が承認されました。

(ii)台湾

台湾では、3基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の11%を原子力発電で賄っています(基数:2022年1月時点。発電電力量シェア:2020年時点)。2005年の「全国エネルギー会議」では、既存の3か所のサイトでの原子力発電の運転と、龍門原子力発電所の建設プロジェクトの継続が確認されましたが、それ以降は原子力発電所の新規建設は行わず、既存炉が40年間運転した後、2018年から2024年の間に廃炉するとの方針が示されました。東京電力福島第一原子力発電所事故後の2011年11月に明らかにされた原子力政策の方向性でも、その方針に変更はありません。2014年4月、野党や住民による原子力発電反対の声が高まったことを受け、台湾当局は、龍門原子力発電所の建設を凍結し、当該原子力発電所の稼働の可否については、必ず公民投票を通じて決定しなければならないとの与党国民党(当時)立法委員総会の決議を受け入れることを表明しました。2017年1月、立法院(議会)は、2025年までに全ての原子力発電所で運転を停止することを含んだ電気事業法の改正案を可決しました。2018年12月には金山1号機、2019年7月には同2号が40年の営業運転を経て廃止されました。また、2021年7月には國聖1号機、2023年3月には同2号機も廃止されました。他方で、2017年8月には台湾各地で大規模な停電が発生し、産業界が安定的な電力供給を求めてエネルギー政策の見直しを当局に要請しました。2018年11月には国民投票の結果を受け、「2025年までに全ての原子力発電所で運転を停止する」との条文が削除されました。2021年12月には、凍結されている龍門原子力発電所の建設再開是非を問う国民投票が実施されましたが、これは反対多数で否決されました。

(iii)韓国

韓国では、24基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の26%を原子力発電で賄っています(基数:2022年1月時点。発電電力量シェア:2021年時点)。2014年1月、韓国政府は官民を交えた議論を経て、第2次国家エネルギー基本計画を閣議決定し、2035年の原子力発電比率を29%とすることを決定しました。

しかし、2017年5月の大統領選挙により誕生した文政権は、同年6月に脱原子力政策への転換を宣言し、同年10月には、原子力発電所の段階的削減と再生可能エネルギーの拡大を中心とするエネルギー転換政策のロードマップを閣議決定しました。同ロードマップにおいて、建設許可が既に下りていた新古里5、6号機については、建設の是非に関し国民の意見集約を実施するために設置した公論化委員会の勧告に基づき建設準備作業を再開するとした一方、これら2基以降の新設原子力発電所建設計画を全面白紙化することに加え、原子力発電所の運転期間延長を認めないこととしました。2017年12月に同ロードマップに沿って策定された第8次電力供給基本計画が閣議決定され、段階的に原子力を縮小し、2030年の発電電力量に対する原子力の割合を23.9%まで削減するとしました。この方針に基づき、2018年6月、月城1号機の早期閉鎖と新ハンウル3、4号機と天地1、2号機の建設計画の中止が決定されました。2019年6月、政府は第3次国家エネルギー基本計画を閣議決定し、原子力発電を段階的に縮小する方針を示しましたが、数値目標は見送られました。2019年8月、新古里4号機が営業運転を開始し、原子力発電所設備容量は過去最大となりました。2020年12月に発表された第9次電力供給基本計画では、2034年の発電設備容量に対する原子力の割合を10.1%まで削減するとしました。

しかし、2022年5月に発足した尹政権はこれまでの脱原子力政策を撤回し、原子力を推進する立場へと転換しました。2023年1月には「第10次電力需給基本計画」を発表し、2030年における総発電量に対する原子力の比率を30%以上にすることや、新ハンウル3、4号機の建設を再開すること等を表明しました。

(iv)インド

インドでは、22基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の約3%を原子力発電で賄っています(基数:2022年1月時点。発電電力量シェア:2021年時点)。電力需要が増大する中、原子力に対する期待が高まっています。2005年7月、米印両国政府は民生用原子力協力に関する合意に至り、2007年7月には両国間の民生用原子力協力に関する二国間協定交渉が実質合意に至りました。同協定は、原子力供給国グループ(NSG: Nuclear Suppliers Group)におけるインドへの原子力協力の例外化(インドによる核実験モラトリアム等の「約束と行動」を前提に、核兵器不拡散条約非締約国のインドと例外的に原子力協力を行うこと)の決定や国際原子力機関(IAEA)による保障措置協定の承認、米印両国議会による承認等を経て、2008年10月に発効しました。この原子力供給国グループによる例外化の決定以来、インドは、米国のほか、ロシア、フランス、カザフスタン、ナミビア、アルゼンチン、カナダ、英国、韓国といった国々と民生分野で原子力協力協定を締結しています。2017年7月には、日印原子力協定が発効しました。東京電力福島第一原子力発電所事故以降も、電力需給のひっ迫が続くインドでは原子力発電の利用を拡大するとの方針に変化はなく、2021年6月及び12月にはロシア製PWRを採用したクダンクラム5号機及び6号機の建設が開始されました。ただし、第12次のエネルギー政策では2032年に原子力の設備容量6,300万kWを目標としていましたが、政府は2018年3月、2031年までに2,248万kWとする見通しを示しました。

(エ)ロシア

ロシアでは1986年のチェルノブイリ原子力発電所(現在のウクライナに所在)事故以降、新規建設が途絶えていましたが、近年は積極的に推進するようになっています。2022年1月時点で34基を運転中であると同時に、3基が建設中、11基が計画中となっています。2021年時点では、原子力発電によって発電電力量の19%を賄っています。

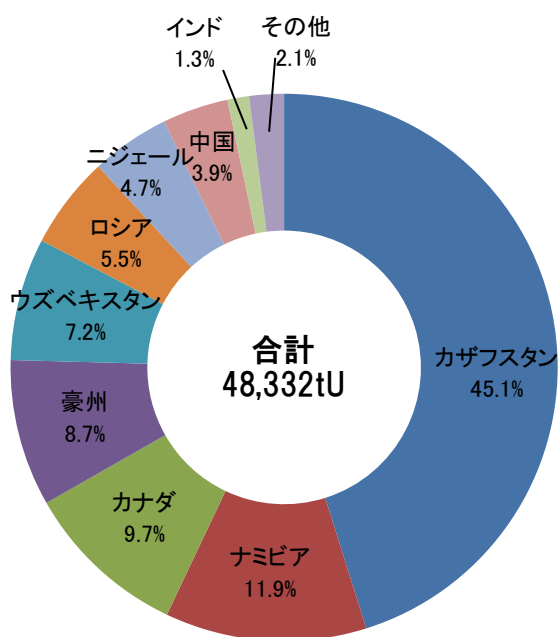
ロシア政府は、2007年に連邦原子力庁であった「ロスアトム」を国営公社のロスアトム社へ再編し、同社がロシアの原子力の平和利用と軍事利用を一体的に運営することになりました。この結果、ウラン探鉱・採掘、燃料加工、発電、国内外での原子炉建設等民生原子力利用に関して国が経営権を完全に握っていたアトムエネルギープロム社も、ロスアトム社の傘下に入ることとなりました。2009年11月に政府により承認された「2030年までを対象期間とする長期エネルギー戦略(2030年戦略)」では、原子力の総発電量に占めるシェアが2008年の16%弱から2030年には20%近くまで引き上げられ、発電量は2.2-2.7倍に増大することを掲げました。2011年3月、ロスアトム社のキリエンコ総裁及びシュマトコ・エネルギー大臣は、東京電力福島第一原子力発電所事故のいかににかかわらず、原子力発電開発をスローダウンする意向はないと表明しています。2019年10月、ロシアは「2035年までのロシア連邦のエネルギー戦略」を公表しました。この戦略では、2035年の原子力による発電電力量が、低位ケースで227TWh、高位ケースで245TWh(2019年時点では209TWh)まで増加するという見通しを示しました。2019年5月にはノボボロネジII-2号機が運転を開始するとともに、同年12月には、ロシアの浮体式原子力発電所が初めて系統に接続されました。また2020年10月にはレニングラードII-2号機が運転を開始しました。ロシアは国内での原子力発電所の開発のみならず、原子力の輸出も積極的に進めており、2023年3月現在、海外で34の建設プロジェクトが進められています。

③核燃料サイクルの現状

(ア)ウラン資源

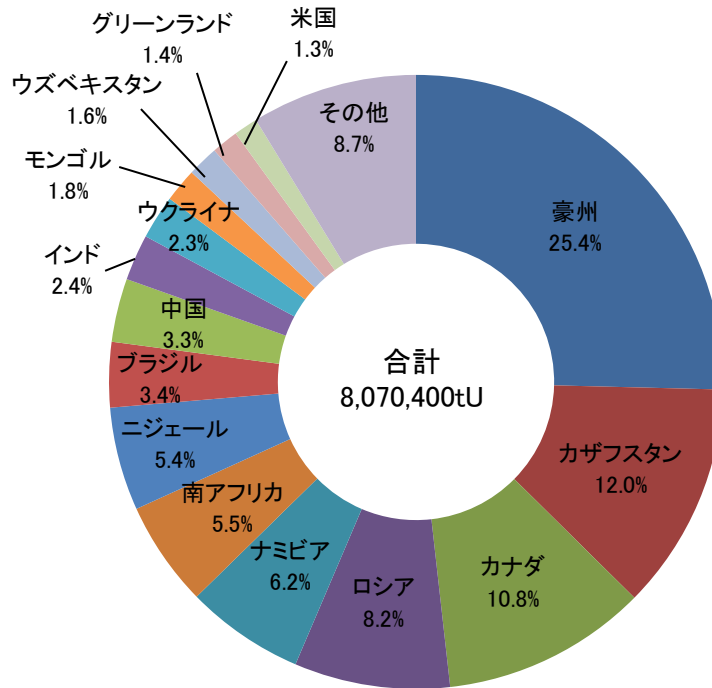
ウラン資源は世界に広く分布しており、カナダ、豪州、カザフスタン、ナミビア等が生産量、資源量ともに上位を占めています(生産量:2021年時点、資源量:2021年1月1日時点。第222-2-5、第222-2-6)。

【第222-2-5】世界のウラン生産量(2021年)



資料:世界原子力協会(WNA)ホームページを基に作成

【第222-2-6】世界のウラン既知資源量(2019年)



(注1) ウラン既知資源量とは260米ドル/kgU以下のコストで回収可能な埋蔵量(2019年1月1日時点)。

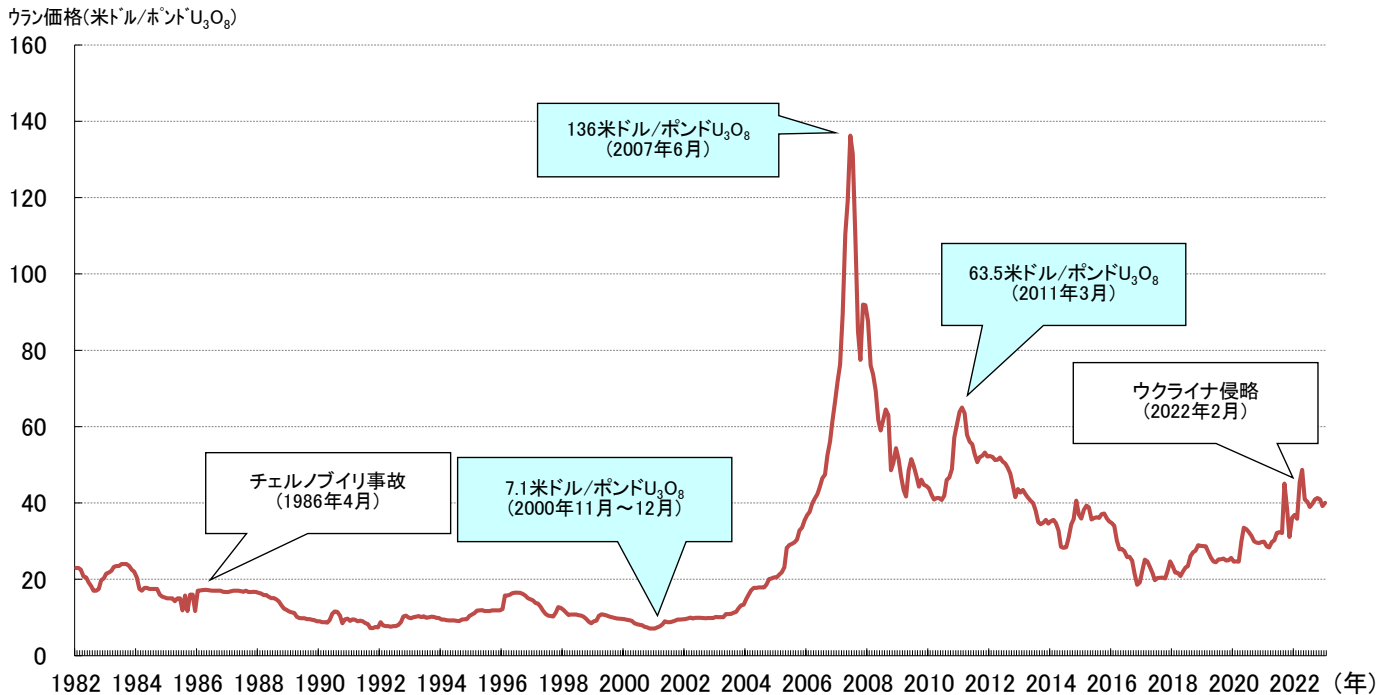
(注2) 世界のウラン需要量は5.92万トンU(2018年)。

(注3) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

資料:OECD/NEA-IAEA「Uranium 2020: Resources, Production and Demand」を基に作成

ウラン価格(スポット価格)は、1970年代、特に第一次石油危機後の原子力発電計画の拡大を受けて上昇しましたが、スリーマイル島事故、チェルノブイリ事故を受けて新規原子力発電建設が低迷したことから下落し、低価格で推移してきました。その後、2003年頃から価格が上昇し、2007年には一時136ドル/ポンド U_3O_8 (以下「ドル」という。)になりました。2008年のリーマンショックの影響で価格は急落しましたが、2011年3月にも一時60ドルを超える高値となりました。これは解体核高濃縮ウランや民間在庫取崩し等の二次供給の減少や、中国等によるウラン精鉱の大量購入等から需給ひっ迫が懸念され、世界的なウラン獲得競争が激化したことと、投機的資金の一部がウランスポット取引市場に流入したことに起因したと考えられています。2011年以降は東京電力福島第一原子力発電所事故等の影響により価格が下落し、最低で約20ドルの水準まで下がりましたが、その後は低炭素な安定電源として原子力が再び注目されるようになったことや、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略を受け、ロシア産ウランの供給途絶が懸念されることから価格は上昇傾向となっています(第222-2-7)。

【第222-2-7】ウラン価格(U_3O_8)⁴⁵の推移



資料:International Monetary Fund「IMF Primary Commodity Prices」を基に作成

(イ)ウラン濃縮

世界のウラン濃縮事業は、2020年時点で、ロシアのロスアトム、フランスのオラノ、米国・英国・オランダ・ドイツの共同事業体URENCOの3社で約89%のシェアを占めています⁴⁶。ロスアトムは世界のウラン濃縮生産能力の40%超を占めていますが、2022年2月にロシアがウクライナに侵略したことを受け、米国をはじめとした西側諸国ではロシア産濃縮ウランの輸入禁止を検討するなど、ロシア産濃縮ウランの供給途絶が懸念されています。

日本のウラン濃縮事業は遠心分離法を採用しており、日本原燃は、1992年3月から年間150トンSWU⁴⁷の規模で操業を開始し、1998年末には年間1,050トンSWU規模に到達しました。その後、一部の新型遠心分離機への置き換えや生産機能停止によって、現在の施設規模は年間450トンSWUになっています。今後は段階的に新型遠心機の更新工事等を行い、最終的には年間1,500トンSWU規模を達成する計画です。

(ウ)再処理

フランス及び英国では、自国内で発生する使用済燃料の再処理を実施するとともに、海外からの委託再処理も実施してきました。フランスのアレバ社再編により誕生した新会社のオラノは、海外からの委託再処理を行うためのUP3(処理能

⁴⁵ U_3O_8 (八酸化三ウラン):ウラン鉱石を精錬したもので、ウラン精鉱やイエローケーキとも呼ばれます。

⁴⁶ World Nuclear Association「Uranium Enrichment」、(2022年10月更新)より。

⁴⁷ SWU(Separative Work Unit=分離作業量)は、ウランを濃縮する際に必要となる仕事量を表す単位です。例えば、濃度約0.7%の天然ウランから約3%に濃縮されたウランを1kg生成するためには、約4.3kgSWUの分離作業量が必要です。

力:1,000トン・ウラン/年、操業開始:1990年)及びフランス国内の使用済燃料の再処理を受け持つUP2-800(処理能力:1,000トン・ウラン/年、操業開始:1994年)の再処理工場をラ・アークに有しています(ただし、UP3及びUP2-800における処理能力の合計は、1,700トンHM/年に制限されています)。

英国原子力廃止措置機関(NDA)はセラフィールド施設及び海外からの委託再処理を行うためTHORP(処理能力:900トン・ウラン/年、操業開始:1994年)再処理工場をセラフィールドに有していましたが、2018年11月に操業を終了しました。

(エ)プルサーマル

MOX燃料⁴⁸の使用は、海外では既に相当数の実績があります。1970年代から2021年末までにフランス、ドイツ、スイス、ベルギー等の9か国で、約50基の発電プラントにおいて、MOX燃料約6,300体が使用されました。例えばフランスでは、3,500体、ドイツでは2,474体のMOX燃料が軽水炉で利用されました(2021年末現在)。また、軽水炉用のMOX燃料加工施設は、フランスで稼働しています。

(オ)高レベル放射性廃棄物の処分

海外の高レベル放射性廃棄物の処分については、各国の政策により、使用済燃料を直接処分する国と、使用済燃料の再処理を実施し、ガラス固化体として処分する国があります。高レベル放射性廃棄物の処分方法を決定している国では、全て地層処分する方針が採られており、処分の実施主体の設立、処分のための資金確保等の法制度が整備されるとともに、処分地の選定、必要な研究開発が積極的に進められてきました(第222-2-8)。

【第222-2-8】高レベル放射性廃棄物処分に関する状況

国名	廃棄物形態	処分実施主体	処分予定地	操業予定
米国	使用済燃料 ガラス固化体	連邦エネルギー省(DOE)(検討中)	ユッカマウンテン(注1)	2048年
フィンランド	使用済燃料	ポシヴァ社 (POSIVA)1995年設立	オルキルオト(注2)	2020年代
スウェーデン	使用済燃料	スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社 (SKB)1984年設立	フォルスマルク(注3)	2030年代
フランス	ガラス固化体	放射性廃棄物管理機関 (ANDRA)1979年設立	未定(注4)	2035年頃
スイス	ガラス固化体 使用済燃料	放射性廃棄物管理共同組合 (NAGRA)1972年設立	未定(注5)	2060年頃
英国	ガラス固化体 使用済燃料(注7)	原子力廃止措置機関(NDA)/ 放射性廃棄物管理会社(RWM) 2014年子会社	未定(注6)	2075年頃

(注1) ネバダ州のユッカマウンテンは安全審査段階だが、現在は安全審査が中断している状況。

⁴⁸ MOX燃料:使用済燃料から再処理によって分離されたプルトニウムをウランと混ぜた混合酸化物燃料。

(注2) 2001年5月に処分地として決定。2016年12月に処分場の建設を開始。2021年12月に操業許可を申請。

(注3) 2009年6月に処分地として決定。2022年1月に政府が事業許可を発給。

(注4) ビュール地下研究所近傍において法律に基づいた検討プロセスが進んでおり、2023年1月に設置許可を申請。

(注5) 処分場のサイト選定は、原子力令に従って策定された特別計画「地層処分場」に基づいて3段階で進められている。その第1段階として、2011年11月末に高レベル放射性廃棄物の処分場の「地質学的候補エリア」3か所が正式に選定された(低中レベル放射性廃棄物を合わせると計6か所)。その後、第2段階として「地質学的候補エリア」の検討が行われた結果、2018年11月、「ジュラ東部」、「チューリッヒ北東部」、「北部レゲレン」が、サイト選定の第3段階に進む候補エリアに決定された。第3段階としてNAGRA(放射性廃棄物管理共同組合)は各候補エリアにおいてボーリング調査等を実施し、2022年9月に「北部レイゲン」を処分場サイトとして政府に提案した。2024年に概要承認申請が実施される予定。

(注6) カンブリア州と同州内の2市がサイト選定プロセスへの関心表明を行っていたが、2013年1月にカンブリア州議会がサイト選定プロセスからの撤退を議決。2市の議会はプロセスへの継続参加に賛成していたが、州と市の両方のレベルでの合意を必要としていたため、1州2市はプロセスから撤退することとなった。2014年7月に、英国政府は地層処分施設の新たなサイト選定プロセス等を示した白書を公表。2018年から新しいサイト選定プロセスを実施中。2020年11月以降、カンブリア州のコーブランド市とアラデル市、リンカンシャー州の3自治体が、調査エリアの特定に向けて、ワーキンググループを設置。そのうち、コーブランド市の2地域、アラデル市、リンカンシャー州の計4地域でコミュニティーパートナーシップが設置された。

(注7) 施設の操業計画によっては再処理しない使用済燃料が残る可能性があり、それらを地層処分する可能性も考慮している。

資料:資源エネルギー庁「諸外国における高レベル放射性廃棄物の処分について(2022年版)」(2022年2月)を基に作成

(i)米国

1987年の放射性廃棄物政策修正法により、ネバダ州ユッカマウンテンが唯一の処分候補地として選定されました。米国エネルギー省(DOE)によって、処分場に適しているかどうかを判断するための調査が1988年から実施され、2001年に報告書がまとめられました。2002年には、エネルギー長官が大統領にユッカマウンテンを処分サイトとして推薦。大統領はこれを承認し、連邦議会に推薦しました。ネバダ州知事が連邦議会に不承認通知を提出しましたが、ユッカマウンテンを処分場に指定する立地承認決議案が連邦議会上院・下院で可決され、大統領がこれに署名して法律として成立することにより、ユッカマウンテンが処分地として選定されました。2008年6月にDOEは、2020年の処分場操業開始を目途とし、処分場の建設認可のための許認可申請書を原子力規制委員会(NRC)へ提出しました。

その後、2009年2月にオバマ政権が示した予算方針において、ユッカマウンテン関連予算は許認可手続のみに必要な程度に削減し、高レベル放射性廃棄物処分の新たな戦略を検討する方針が示されました。2010年3月、DOEは許認可申請の取下げ申請書をNRCに提出しましたが、NRCの原子力安全・許認可委員会(ASLB)は取下げを認めない決定を行いました。その後、NRCはASLBの決定が有効であるとした上で、2011年9月に、ユッカマウンテン処分場の建設認可に係る許認可申請書の審査手続について、一時停止することを指示しました。しかし、2013年8月、連邦控訴裁判所がNRCに対して許認可申請書の審査を再開するよう命じました。この連邦控訴裁判所の判決を受け、同年11月にNRCは、安全性評価報告(SER)の完成等を優先して行うことを決定し、2015年1月までにSERの全5分冊を公表しました。高レベル放射性廃棄物処分を巡っては、2013年11月に連邦控訴裁判所からDOEに対して、放射性廃棄物基金への拠出金を実質的に徴収しないように命じる判決を下しており、エネルギー長官はこの判決を受けて、2014年1月に、放射性廃棄物基金への拠出金額をゼロに変更する提案を連邦議会に提出し、同年5月に本提案が有効となりました。

また、DOEは、代替方策を検討するため、ブルーリボン委員会(米国の原子力の将来に関するブルーリボン委員会)を設置(2010年1月)して検討を行いました。本委員会においては、2012年1月に最終報告書が公表され、8つの勧告が示されました。2013年1月には、DOEが「使用済燃料及び高レベル放射性廃棄物の管理・処分戦略」を公表し、ブルーリボン委員会の最終報告書で示された基本的な考え方に沿った実施可能な枠組みが示されました。具体的には、2021年までにパイロット規模の

使用済燃料の中間貯蔵施設の操業を開始し、2025年までにより大規模な中間貯蔵施設を建設、2048年までに処分場を操業開始できるように処分場のサイト選定とサイト特性調査を進めるというものでした。

トランプ政権は、2018年会計年度、2019年会計年度、2020年会計年度について、ユッカマウンテンの許認可手続の再開に必要となる予算を含めた予算教書を連邦議会に提出しましたが、計画再開のための予算はいずれも認められませんでした。また、2017年4月には、連邦議会下院でユッカマウンテン処分場計画の維持を目的とする放射性廃棄物政策修正法案に関する議論が開始され、2018年5月に下院本会議で可決されました。下院本会議で採択された修正案を織り込み、2019年には上下両院でそれぞれ修正法案が審議されるなど、放射性廃棄物管理政策に関連する取組は活発化しました。しかし、ユッカマウンテンに関連するネバダ州の反対で膠着状態となったことから、2020年2月、トランプ政権はユッカマウンテン計画を進めず、代替の解決策を開発する方針を表明し、2021年会計年度について、ユッカマウンテンの許認可手続の再開に必要となる予算は計上しませんでした。また、2021年1月に発足したバイデン政権は、現在でも処分方針を示していませんが、オバマ政権当時に示されたブルーリボン委員会の勧告に基づき、同意に基づくサイト選定計画や中間貯蔵を進める方針としています。

(ii)フィンランド

フィンランドでは、1983年よりサイト選定が開始され、1999年に処分実施主体であるポシヴァ社がオルキルオトを処分予定地として選定し、法律に基づく「原則決定」の申請書を政府に提出しました。2000年に地元が最終処分地の受入れを承認し、その結果を受け、政府がオルキルオトを処分地とする原則決定を行い、翌2001年に国会が承認しました。2012年12月、ポシヴァ社は政府へ最終処分場の建設許可申請書を提出しました。放射線・原子力安全センター(STUK)は、建設許可申請書に係る安全審査を完了し、2015年2月に、キャニスタ封入施設及び地層処分を安全に建設することができるという審査意見書を雇用経済省に提出しました。2015年11月、フィンランド政府はポシヴァ社に建設許可を発給し、2016年12月にポシヴァ社は処分場の建設を開始しました。2021年12月にはポシヴァ社が処分場の操業許可を政府に対して申請しました。処分開始は、操業許可の発給後、2020年代半ばの予定とされています。

(iii)スウェーデン

スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社(SKB)が、1993年から公募及び申入れにより8自治体を対象にフィージビリティ調査を行い、2000年11月にサイト調査の対象として3自治体(エストハンマル、オスカーシャム、ティーエルブ)を選定しました。このうち、サイト調査の実施について、自治体議会の承認が得られたエストハンマル自治体とオスカーシャム自治体でボーリング調査を含むサイト調査が行われました。その結果から、SKBは、2009年6月に地質条件を主たる理由(①処分場深度の岩盤が乾燥しており亀裂がほとんどないこと、②処分場に必要となる地下空間が小さいこと等)としてエストハンマル自治体のフォルスマルクを最終処分場予定地として選定し、2011年3月に使用済燃料処分場の立地・建設の許可申請を行いました。この許可申請の際に提出された安全評価書「SR-Site」について、スウェーデン政府の要請に基づいて経済協力開発機構/原子力機関(OECD/NEA)が行った国際ピアレビューの報告書が2012年6月に公表され、SKBによる処分場閉鎖後の安全評価は十分かつ信頼ができるとの見解が示されました。処分場の立地・建設の許可申請については、安全規制当局である放射線安全機関(SSM)が安全審査を行い、2018年1月にSKBは地層処分を安全に実施できるという評価を下した上で、処分場建設を許可するよう政府に勧告を行いました。また、環境法典に基づく使用済燃料の処分方法及び関連施設の立地選定に係る許可申請に関する審理が土地・環境裁判所で実施され、SKBに対して廃棄物の長期封じ込め能力に関する追加的な説明書の提出を要求しました。加えて環境法典では、政府による許可発給の判断の前に、地元自治体の受入れ意思を確認することが定められており、2020年10月にエストハンマル自治体議会是使用済み燃料処分場の受入れ意思を議決しました。これを受け、政府は2022年1月に事業許可を発給しました。

また、使用済燃料の集中貯蔵施設「CLAB」がオスカーシャム自治体にあり、SKBが1985年から操業しています。SKBは、使用済燃料の処分にに向けて新たに建設するキャニスタ封入施設をCLABに併設してCLINKと呼ぶ一体の施設にする計画であり、CLINKと使用済燃料処分場の申請書の安全審査が並行して進められています。SKBは2015年3月に、CLABにおける使用済燃料の貯蔵容量を、現行の8,000トンから11,000トンへ引き上げる追加の許可申請を行いました。

(iv) フランス

フランスでは、1991年に「放射性廃棄物管理研究法」が制定され、地層処分、核種分離・変換、長期地上貯蔵の3つの高レベル放射性廃棄物に関する管理方法の研究が15年間に期限として実施されました。地層処分については、放射性廃棄物管理機関(ANDRA)が、カロボ・オックスフォードイアン粘土層のあるビュールにおいて、2000年8月から立坑の掘削を開始して地下研究所を建設し、研究を行いました。法律に基づいて設置された国家評価委員会(CNE)は、2006年に3つの管理方法に関する研究成果を総合的に評価しました。これらを基に2006年6月には可逆性のある地層処分の実施に向けて「放射性廃棄物等管理計画法」が制定され、2015年に処分場の設置許可申請、2025年に処分場の操業を開始すること、設置許可申請は地下研究所による研究対象となった地層に限定することが定められました。2016年7月に、「高レベル及び長寿命中レベル放射性廃棄物の可逆性のある地層処分場の設置について規定する法律」が成立しました。本法律の制定に伴って、処分場の設置許可申請時期が2015年から2018年に改定されました。また、2006年の「放射性廃棄物等管理計画法」での多くの規定が取り込まれている「環境法典」が改正され、ANDRAによる地層処分場の操業は、可逆性と安全性の立証を目的とする「パイロット操業フェーズ」から始まることとなりました。

ANDRAは、ビュール地下研究所周辺の250km²の区域から30km²の候補サイト区域を政府に提案し、2010年3月の政府の了承を経て、同区域の詳細調査を実施しました。2013年5月から2014年2月にかけて地層処分の設置に関する公開討論会及び市民会議が実施され、これらの総括報告書及び市民会議の見解書が、2014年2月に公開されました。この報告書等を受けて、ANDRAは地層処分場プロジェクトの継続に関する方針を決定し、2014年5月に今後のプロジェクト継続計画を公表しました。2020年8月には、工事の許認可に必要となる地層処分場の設置に関する公益宣言が申請されました。これを受け、政府は2022年7月に公益宣言を発出しました。2023年1月にはANDRAが地層処分場の設置許可申請を行いました。

(2) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーの利用拡大には、近年多くの国・地域が取り組んでいます。再生可能エネルギーの導入促進策としては、研究開発・実証、設備導入補助のほか、日本でも実施されている固定価格買取制度(FIT:Feed-in Tariff)や、再生可能エネルギー導入量割当制度(RPS:Renewables Portfolio Standards)が導入されています。一般的に、FITは再生可能エネルギーで発電された電力を優遇的な固定価格で長期にわたって買い取ることを国が保証する制度であり、RPSは再生可能エネルギーから発電された電力を調達するよう政府が電気事業者等にその調達量を義務的に割り当てる制度です。2021年時点で、FITは92か国⁴⁹、2020年時点でRPSは34か国・地域で導入されています⁵⁰。また、近年では多くの国々が競争入札によって買取価格等を決定する仕組みを取り入れています。日本ではFIT制度が2012年から正式に導入されていて、2017年からは太陽光発電等一部の買取価格は競争入札によって決定されています。

近年ではFIT制度に代わって、FIP制度(Feed-in Premium)制度を導入する国が欧州諸国を中心に拡大しています。FIT制度は再生可能エネルギーで発電された電力を固定価格で長期にわたって買い取ることを保証する制度なのに対して、FIP制度では再生可能エネルギーで発電された電力を発電事業者が自ら卸電力市場で販売することを前提として、その販売電力量あたり一定額のプレミアムを補助する制度です。再生可能エネルギーの自立化を促しつつ、投資インセンティブが確保されるように支援する制度となっています。日本でも2022年から大型太陽光発電等に対してFIT制度に代わってFIP制度が適用されるようになりました。

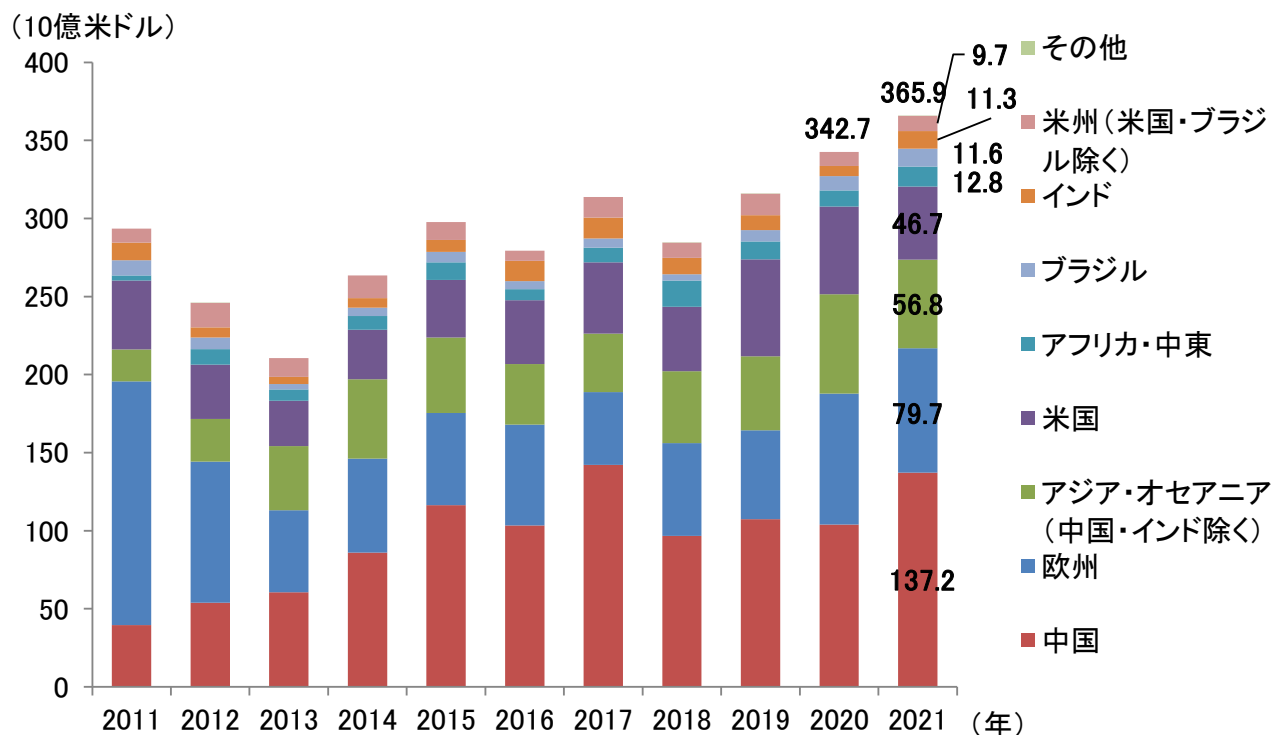
こうした施策によって、再生可能エネルギーへの投資は2000年代半ば以降飛躍的に増大し、2014年以降は、毎年2,500億米ドルを超える投資が行われています(大型水力発電を除く)。2021年には、約3,660億米ドルと2020年から約6.8%増加しました。新型コロナウイルス感染症により投資が減少することが予測されていましたが、各国政府による景気刺激策や低炭素エネルギー促進策により引き続き増加傾向にあります。また、欧州や米国の投資額が減少した反面、近年投資額が減少していた中国やインドの投資額が増加に転じています(第222-2-9)。

⁴⁹ 21世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク(REN21)「Renewables 2022 Global Status Report」より。

⁵⁰ 21世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク(REN21)「Renewables 2021 Global Status Report」より。

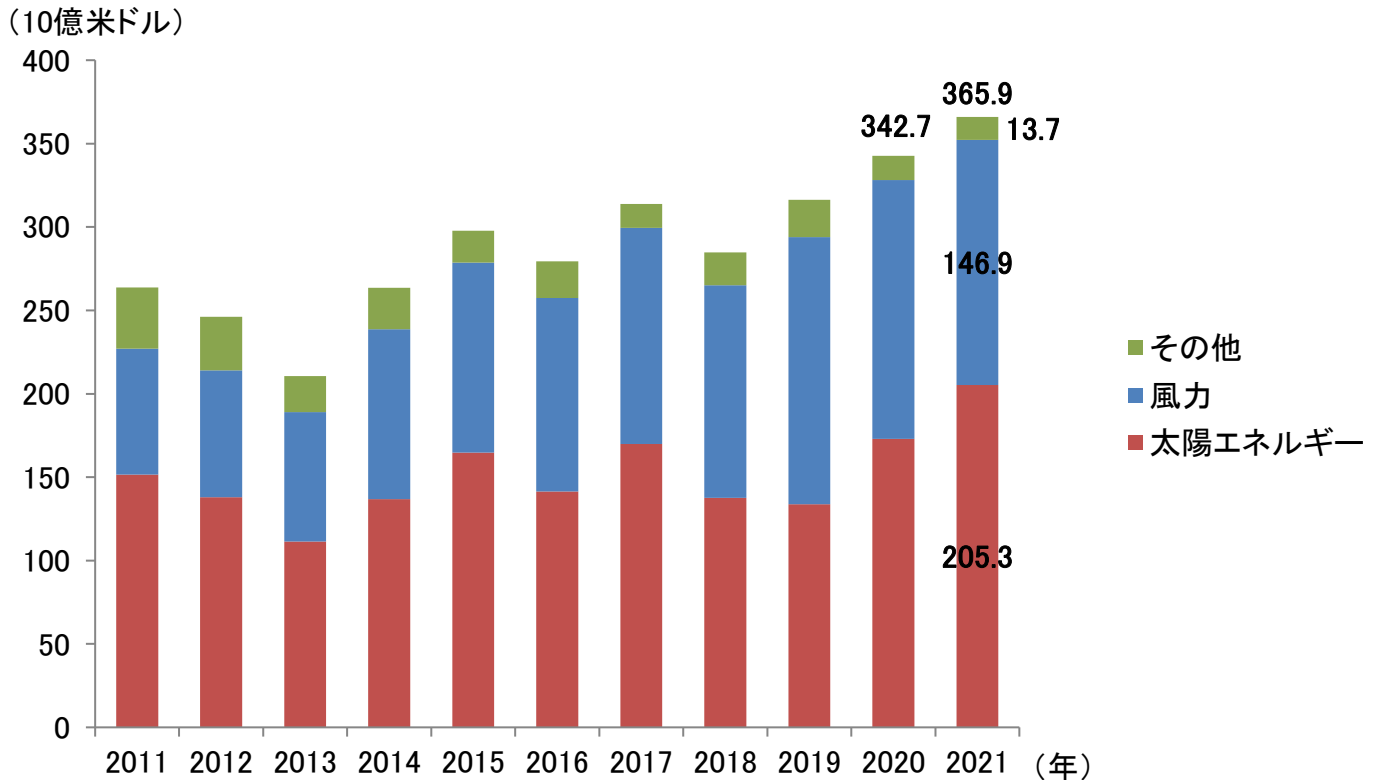
また、2021年の再生可能エネルギーへの投資は、原子力発電と石炭・天然ガス火力発電を合わせた投資額の約2.2倍です。エネルギー源別に見ると、ほぼ一貫して太陽エネルギー及び風力に投資が集中しています(第222-2-10)。

【第222-2-9】再生可能エネルギーへの投資動向(国別)



資料:REN21「Renewables 2022 Global Status Report」を基に作成

【第222-2-10】再生可能エネルギーへの投資動向(発電方式別)



資料:REN21「Renewables 2022 Global Status Report」を基に作成

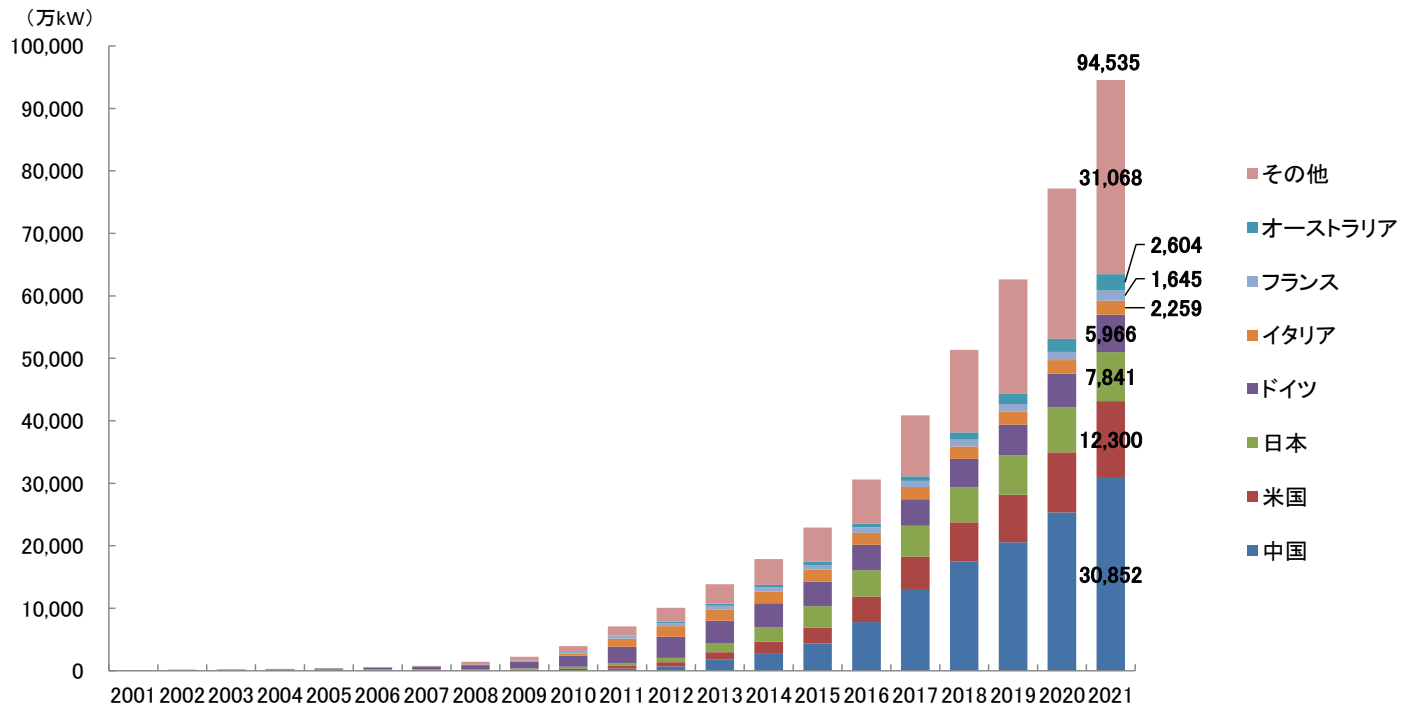
①太陽光発電

世界における太陽光発電の導入は2000年代後半から加速し、2021年の累積導入量は約9.5億kWに達しました。導入の拡大には、2000年前後に欧州諸国で導入されたFITによる効果が大きく、太陽光発電の買取価格が比較的高額に設定されたこと等によりドイツ、イタリア等で顕著な伸びを示しました。日本でもFITが2012年に導入されたことにより、導入が大幅に拡大しました。2021年の累積導入量で見ると、日本(7,841万kW)は中国(30,852万kW)、米国(12,300万kW)に次いで世界第3位となっています。また、太陽光発電市場が大きく拡大したことで、発電設備の導入コストは低下し、近年では新興諸国にも導入が広がっています。特に中国は、2015年に当時累積導入設備容量で世界第1位だったドイツを抜き、世界第1位となりました(第222-2-11)。

こうした太陽光発電の導入拡大の経済的な波及効果として雇用創出等が期待されますが、他方でFITによる買取費用は最終的に賦課金として消費者に転嫁される仕組みとなっていることから、費用負担の増大も懸念されています。例えば、日本では2022年度のFITによる賦課金は3.45円/kWhとなっており、1か月の電力使用量が260kWhの需要家モデルの月額負担は897円⁵¹と推計されています。

⁵¹ 資源エネルギー庁の発表より。

【第222-2-11】世界の太陽光発電の導入状況(累積導入量の推移)



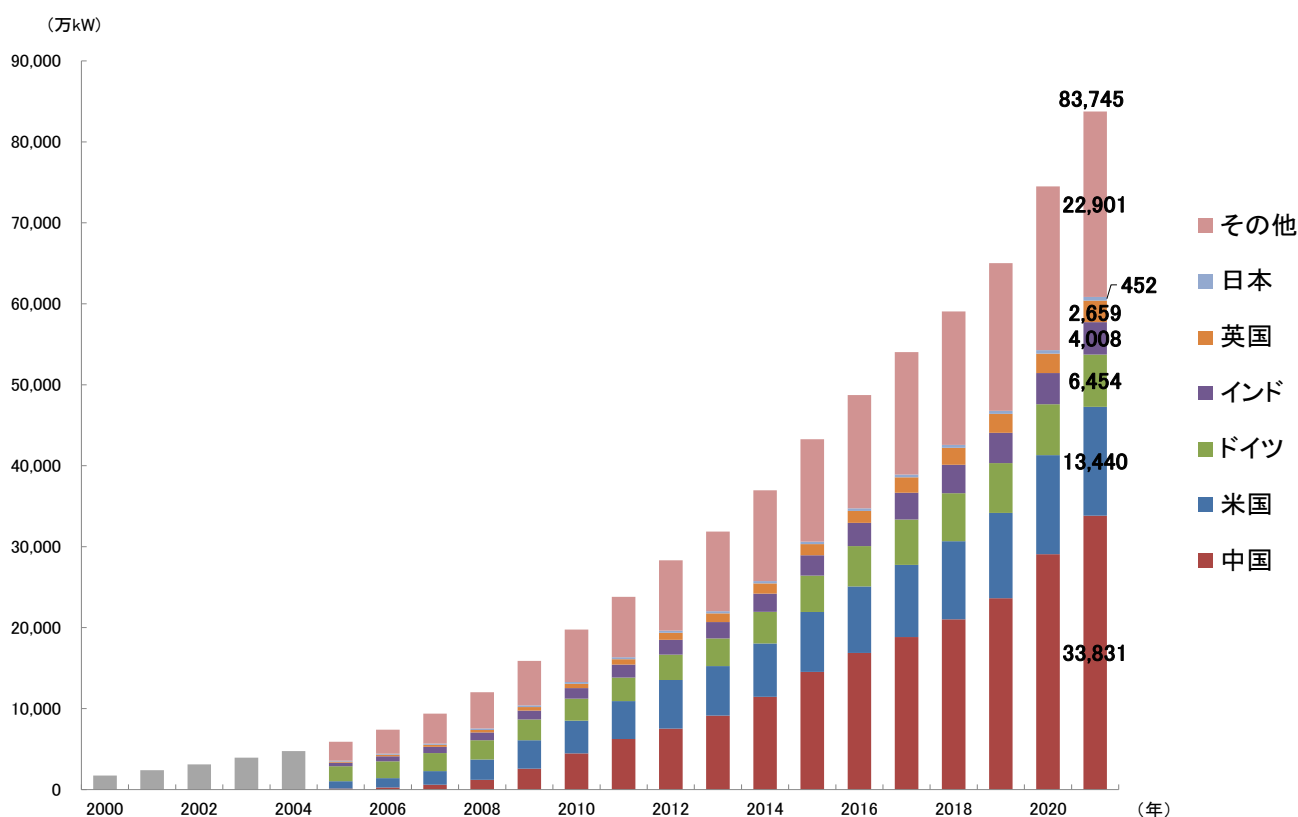
資料:IEA「PVPS TRENDS 2022」を基に作成

②風力発電

世界の風力発電設備容量は近年急速に増加し、2021年には約8.4億kWに達しました。導入量が最も多いのは世界のおよそ40%を占める中国(33,831万kW)で、これに米国(13,440万kW)、ドイツ(6,454万kW)が続きます。したがって、これら3か国で世界の風力発電設備容量の約6割を占めていることになります(第222-2-12)。

このうち、洋上風力発電の市場も急速に拡大しており、2021年末の時点で、世界で合計5,718万kWが導入されています。2021年を通じて新たに追加した設備容量が最も多かったのは中国で、1,690万kWの設備が追加されたことで、累積導入量は2,768万kWとなっています。これは、世界の累積導入量のおよそ半分を占める値で、累積導入量においても2020年以降は中国が世界第1位となっています⁵²。

【第222-2-12】世界の風力発電の導入状況



(注1) 2004年以前の国別データなし

(注2) 四捨五入の関係で項目の和と合計の数値が一致しない場合がある

資料: Global Wind Energy Council (GWEC)「Global Wind Report(各年)」を基に作成

⁵² 世界風力会議(GWEC)「Global Wind Report 2021」より。

③バイオマス

バイオマスは発電用燃料としての利用のほか、輸送用や暖房・厨房用燃料としても用いられています。従来から開発途上国では薪や炭といった伝統的なバイオマス利用が行われていますが、経済の成長に伴って灯油、電気、都市ガスの利用が増え、こうしたバイオマス利用の比率は低下することが考えられます。その一方で、米国や欧州等の先進国では、気候変動問題への対応といった観点からバイオマスの利活用を政策的に推進する国が多くなってきました。世界全体では、2020年時点で一次エネルギー総供給の9.5%と比較的大きな割合を占め、先進国(OECD諸国)平均では6.0%、開発途上国(非OECD諸国)平均では11.9%となっています(第222-2-13)。

バイオマス利用に関しては、特に運輸部門における石油依存の軽減や、温室効果ガス排出の抑制を目指した政策が打ち出されています。例えばEUでは、2030年までに輸送用燃料のうち少なくとも14%をバイオ燃料等再生可能エネルギー由来(再生可能エネルギー電気によるEVを含む)のものとする目標が掲げられました⁵³。また、廃油や植物を原料とした持続可能な航空燃料(SAF)についても注目を集めており、2021年にはSAFの導入促進を目指す世界経済フォーラムのClean Skies for Tomorrow Coalitionに参画している企業60社は、世界の航空業界で使用される燃料におけるSAFの割合を2030年までに10%に増加させる方針を示しました⁵⁴。また、2022年には日本政府も2030年までに国内航空会社の燃料使用におけるSAFの割合を同じく10%とする目標を示しました⁵⁵。

しかしながら、バイオ燃料の主たる原料は、サトウキビやトウモロコシといった食料であるため、バイオ燃料の利用の急激な増大は、食料価格の高騰等の深刻な影響を与える可能性があるとして指摘されています。さらに、バイオ燃料生産のために森林を伐採し、耕地とする動きが拡大しかねないとの見方もあります。このため、バイオ燃料の生産・消費による自然環境や食料市場への影響を抑えるための持続可能性基準について、各国での検討が進められてきました。また、食料以外の原料(稲わらや木材等のセルロース系原料、藻類や廃棄物等)を用いた次世代型バイオ燃料開発の取組も進められています。これらを踏まえてEUでは、上述した輸送用燃料の2030年目標を達成するためのバイオマス利用に厳格な基準を設けています。

⁵³ 欧州委員会公「Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II)」より。

⁵⁴ Clean Skies for Tomorrow Coalition「2030 Ambition Statement」より。

⁵⁵ 国土交通省「第1回SAFの導入促進に向けた官民協議会」説明資料より。

【第222-2-13】世界各地域のバイオマス利用状況(2020年)

	バイオマス (Mtoe)	一次エネルギー 総供給 (Mtoe)	シェア
<i>OECD</i>	299.3	5,021.4	6.0%
欧州	150.9	1,607.5	9.4%
米州	129.9	2,581.3	5.0%
アジア・オセアニア	18.5	832.6	2.2%
<i>非OECD</i>	1,028.0	8,645.3	11.9%
アフリカ	393.6	830.3	47.4%
中南米	129.2	519.4	24.9%
アジア(中国除く)	353.6	1,879.2	18.8%
中国	130.0	3,512.1	3.7%
非OECD欧州及びユーラシア	20.6	1,133.2	1.8%
中東	0.9	771.1	0.1%
<i>世界計</i>	1,327.8	13,963.3	9.5%
日本	9.5	384.8	2.5%

(注) 中国の値は香港を含む。

資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

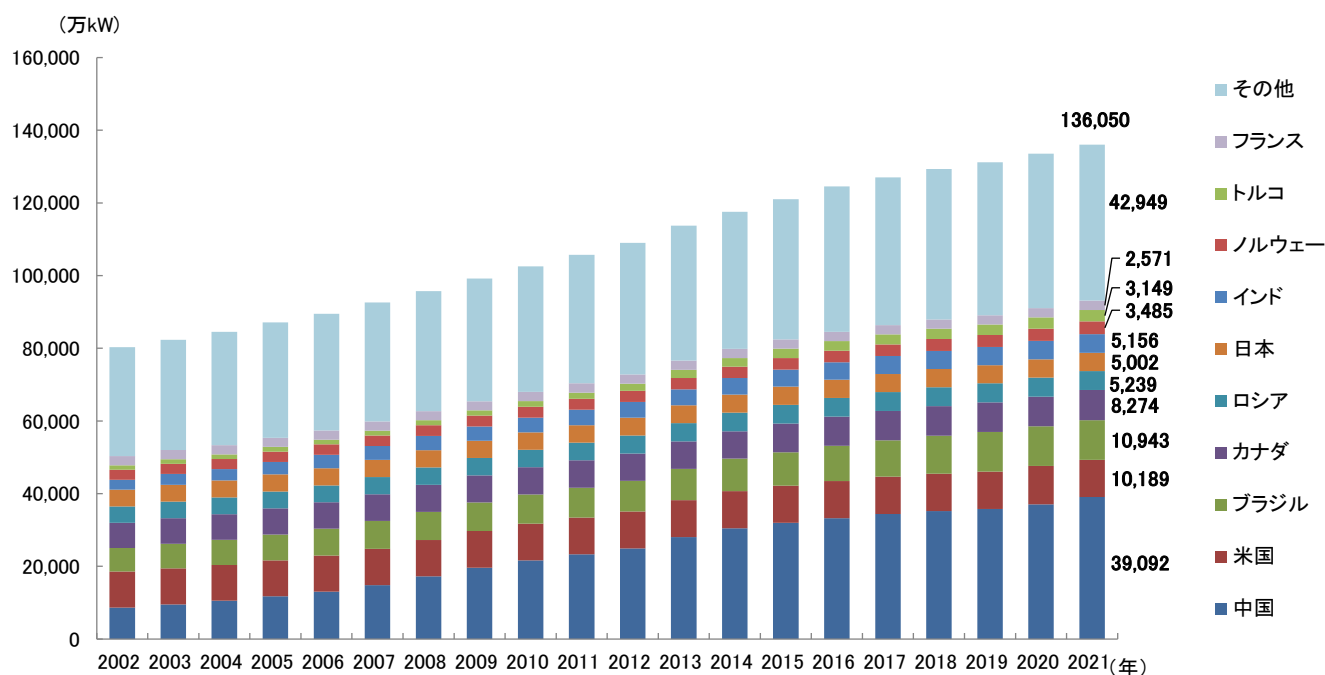
④水力

大規模なものまで含めると、世界の水力発電設備は2021年の時点で約13.6億kWであり、最も導入が進んでいる再生可能エネルギー発電であると言えます。水力による発電設備が最も多い国は中国で、世界の設備容量の約29%を占めています(第222-2-14)。

国内の総発電量に対する割合は、中国は約17%、日本は約9%、米国は約7%等となっていますが、ノルウェーのように、約92%(いずれも2020年)と極めて高いシェアを持つ国もあります⁵⁶。

先進国においては、大規模ダム開発は頭打ちとなっている一方、中国では水力発電の設備容量は過去10年間で約1.7倍に増大しました。中国の揚子江中流(湖北省)に建設された三峡ダム発電所は2012年に全32基のうち最後の発電ユニットを完成させ、世界最大規模の水力発電所(2,250万kW)となっています。

【第222-2-14】世界の水力発電の導入状況



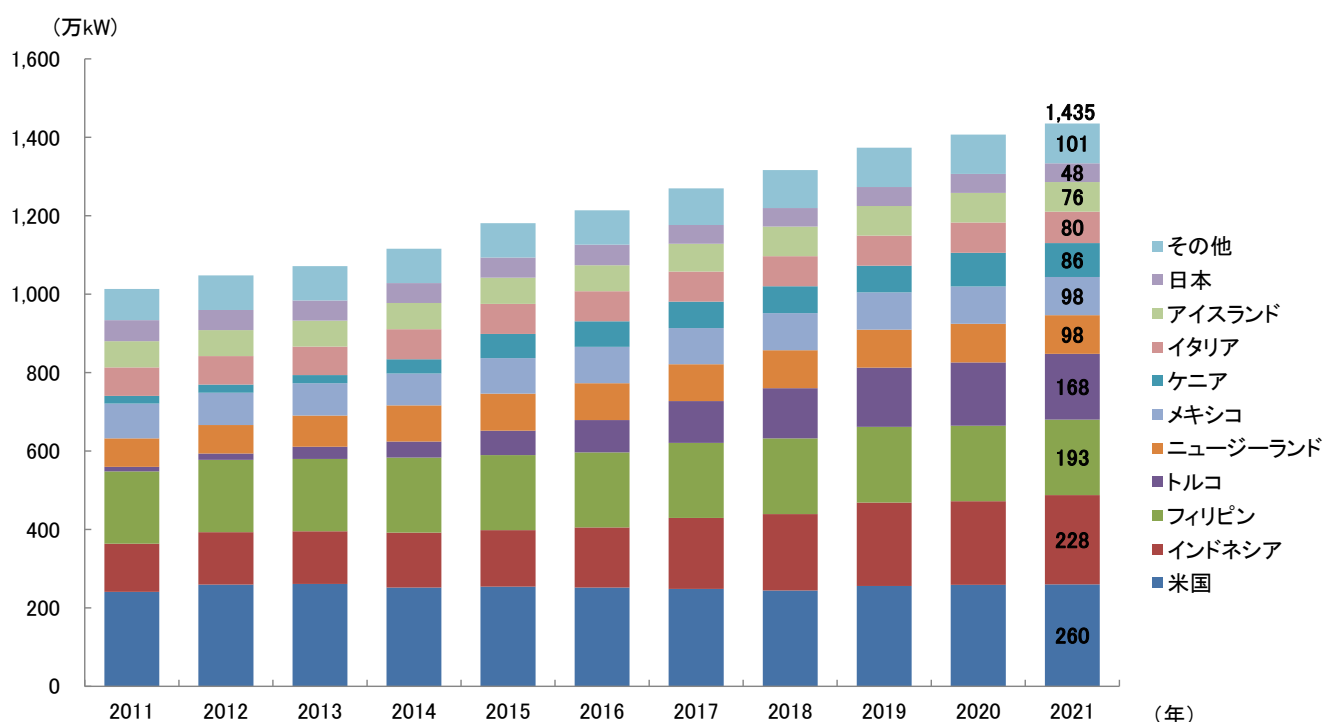
資料:IRENA「Renewable Energy Statistics 2022」を基に作成

⁵⁶ IEA「World Energy Balances 2022 Edition」より推計。

⑤地熱

地熱発電はこれまでに世界で1,435万kWが導入されてきました(2021年)。設備容量が最も大きいのは米国で、合計約260万kWが導入されています。次いで高い設備容量を有するのがインドネシアで、その設備容量は約228万kWになります。インドネシア、トルコ、ニュージーランド、アイスランド、ケニアといった国々では2000年代以降、設備容量が大幅に増大しました(第222-2-15)。特にケニアでは、国内の総発電量に占める地熱発電の割合が約44%となりました(2020年)⁵⁷。日本ではこれまでに約48万kWが導入されました。2019年に発電容量4.6万kWの山葵沢地熱発電所が運転を開始する等、新設が行われているものの、累計設備容量は過去10年間以上にわたってほとんど変化していません。また、欧州大陸では地熱発電を利用できる地域が少なく、地熱を活用しているのはイタリアやポルトガルの一部等に限定されています。

【第222-2-15】世界の地熱発電設備



(注) 四捨五入の関係で項目の和と合計の数値が一致しない場合がある

資料:IRENA「Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, April 2022」、EIA「Electric Power Annual 2021」を基に作成

⁵⁷ IEA「World Energy Balances 2022 Edition」より推計。

⑥再生可能エネルギーのコスト動向

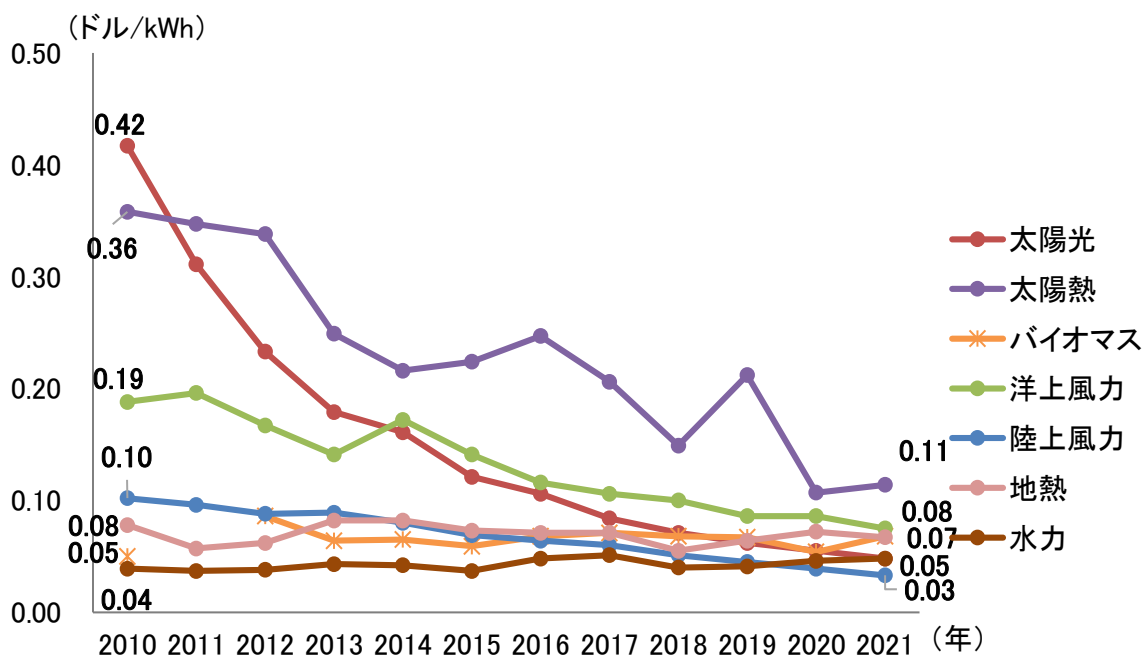
世界的に再生可能エネルギーの発電コストが低下している傾向がみられます⁵⁸。国や地域によっては、補助金なしでも石炭火力発電やガス火力発電と競合できるほどのコスト競争力を持つ再生可能エネルギー発電もみられるようになりました。アジアでは、太陽光や風力に適した風土や安価な労働力を持つ中国やインドがけん引して、全般的に、再生可能エネルギーの平均発電コストは、他の地域よりも低くなっています。

このようなコスト低減は、主に再生可能エネルギーを推進する政策や技術革新によって支えられてきました。日々進歩する技術によって製造コストの削減や保守管理の効率化が図られ、大規模な導入によって「規模の経済」が働いたことも要因として考えられます。さらに、多くの国で導入されている競争入札制度で買取価格が決められることも、競争を促し、発電コストを抑制する方向へと導きました。

なかでも太陽光及び陸上風力の発電コストは著しく低下しています。2021年に運転開始した太陽光の平均発電コストは0.05ドル/kWhと、2010年の0.42ドル/kWhから約89%低下しました。2009年頃から低下している太陽電池モジュール価格が発電コストを引き下げたと考えられます。陸上風力も同様に、タービン価格の低下に伴い平均発電コストも低下し、2010年0.10ドル/kWh から2021年0.03ドル/kWhへと下がりました。

その他の主要な再生可能エネルギーである水力、バイオマス、地熱は、技術的にも成熟しており、資源が豊富な所では太陽光や風力よりも安価な電源ですが、平均発電コストは2010年からあまり変化せず推移しています。水力発電は、遠隔地での開発のように高度な技術が求められる事業が増えており、コストを押し上げる要因となっています。また、ベースロード電源ともなる地熱発電は、高い初期投資コストや開発リスクが投資の障壁となっています(第222-2-16)。

【第222-2-16】世界の再生可能エネルギー発電コストの推移



(注) 地熱の2011年のデータなし。

資料:IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2021」を基に作成

⁵⁸ ここでの発電コストは均等化発電単価(LCOE)を指す。

第3節

二次エネルギーの動向

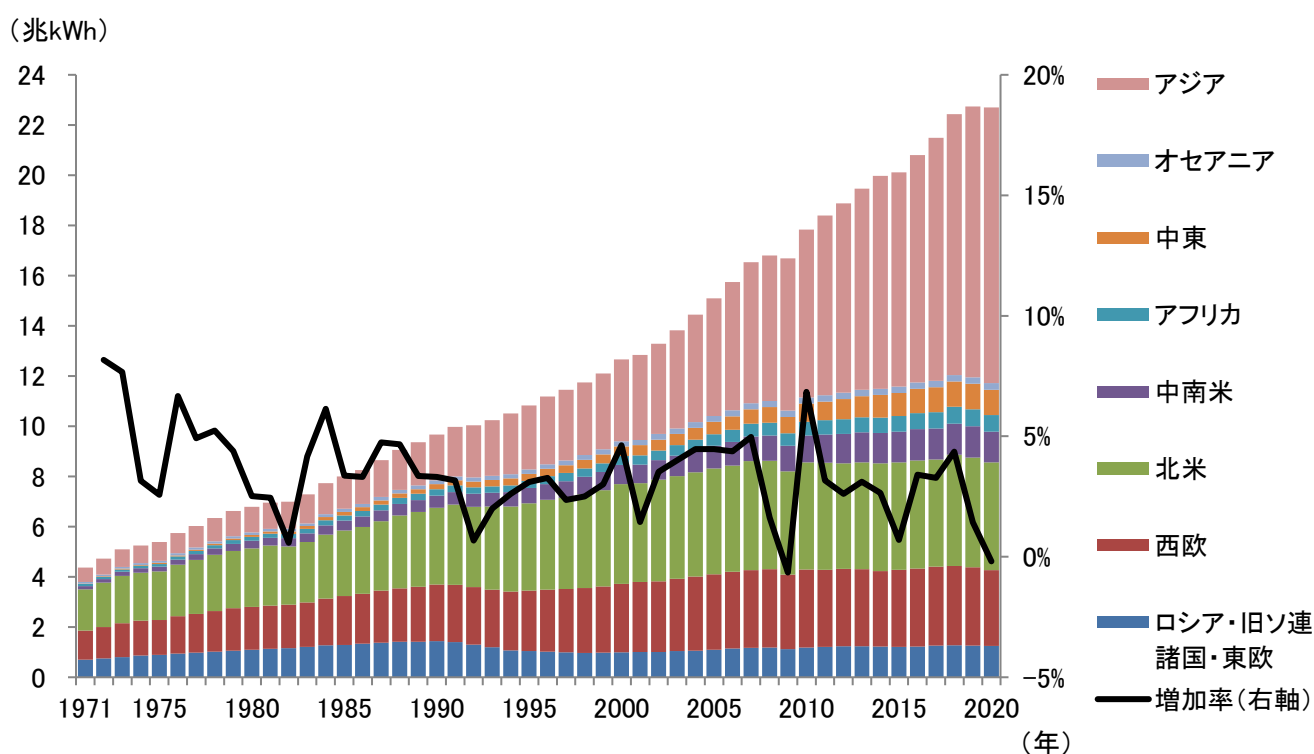
1.電力

(1) 消費の動向

世界の電力消費量はほぼ一貫して増加してきました。これを年代別に見ると、1970年代は石油危機後に一時的な消費の低迷がありましたが、年平均5.0%と高い増加率を維持しました。その後、1980年代は3.6%、1990年代は2.7%、2000年代は3.5%、2010年代に入っても2.4%と、堅調に推移しています。

これを地域別に見ると、先進国の多い北米・西欧地域は世界全体の伸びを下回りました。また、ロシア及びその他旧ソ連邦諸国・東欧地域は、ソ連邦解体後の経済の低迷も影響し、1990年代は年平均マイナス3.6%と消費量が低下し、2000年代も年平均1.8%と低い伸びに止まりました。一方、1971年から2020年までの世界の電力消費量を増加させる大きな原因となったのは、開発途上国を多く抱えているアジア、中東、中南米等の地域でした。特にアジア地域は、1994年以降、電力消費量で西欧地域を上回るようになり、2004年以降、北米を上回るようになりました(第223-1-1)。

【第223-1-1】世界の電力消費量の推移(地域別)

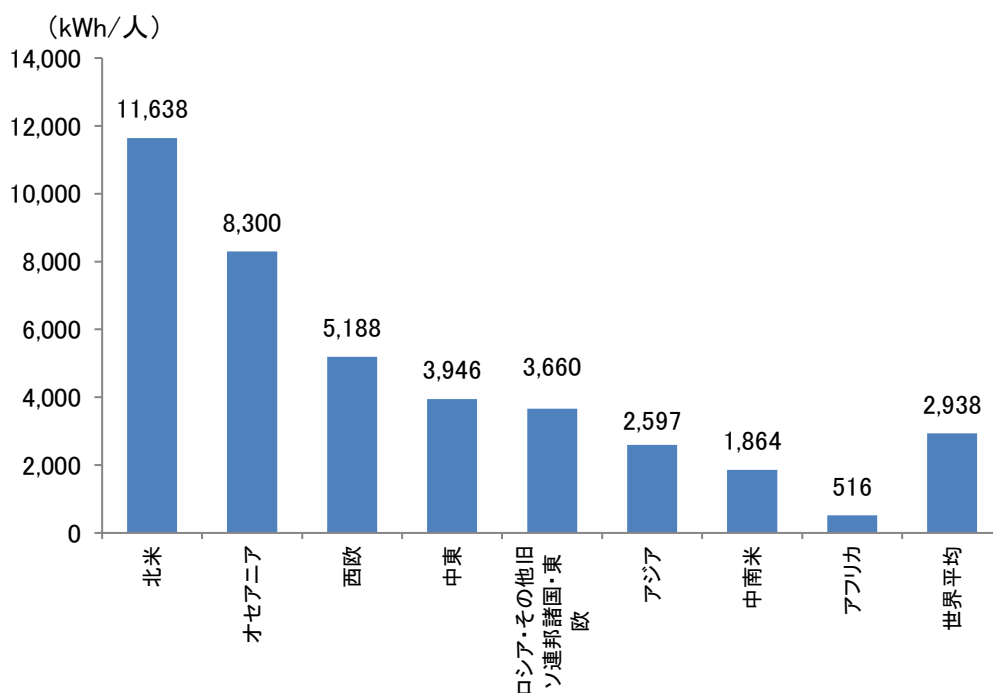


資料:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

その一方で、アジア、アフリカ、中東、中南米は、北米や西欧に比べ、1人当たりの電力消費量が依然として低い水準となっています。例えば、2020年時点でアジアの1人当たり電力消費量は、北米地域の22.3%に過ぎませんでした(第223-1-2)。

また、電力化率(最終エネルギー消費量全体に占める電力消費量の比率)は、世界全体で見ると1980年の11.0%から2020年の20.5%と約9.5ポイント上昇しました。これは、世界全体で電化製品等の普及が目覚ましかったことも大きな理由です(第223-1-3)。

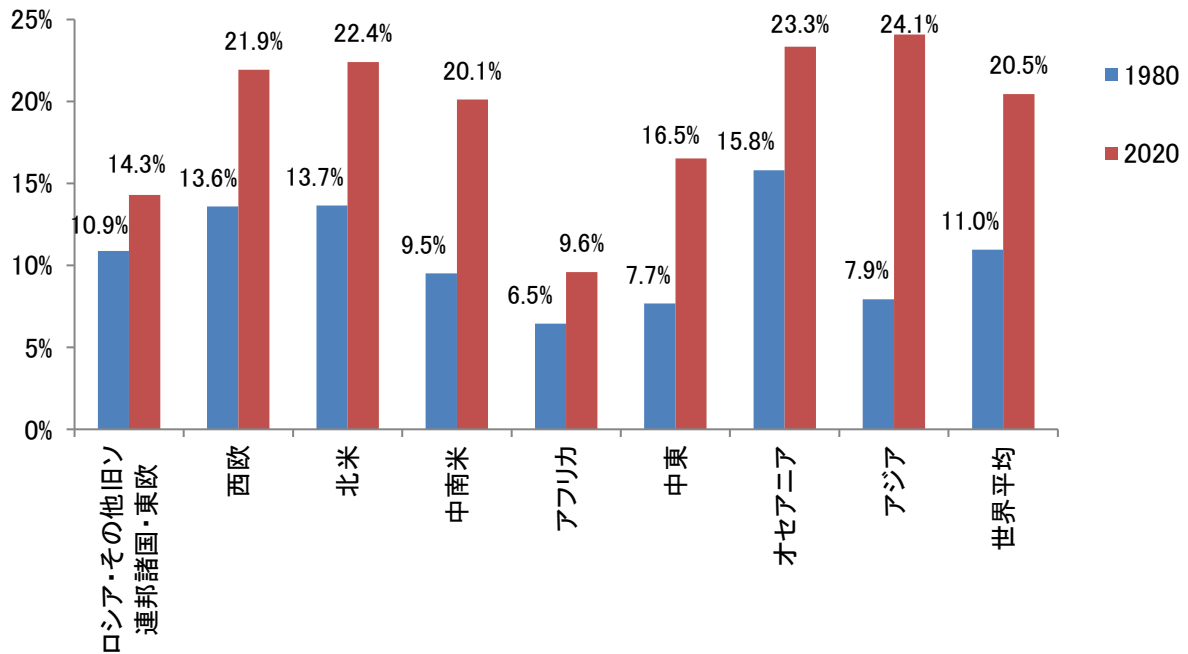
【第223-1-2】1人当たりの電力消費量(地域別、2020年)



(注) 地域の定義はIEAによる。

資料:IEA「World Energy Balances2022Edition」及び世界銀行「World Development Indicators」を基に作成

【第223-1-3】電力化率(地域別)

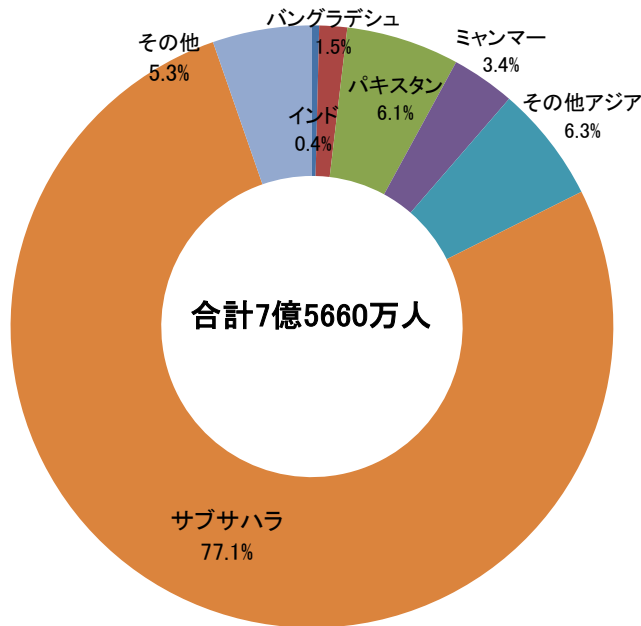


(注) 電力化率とは最終エネルギー消費量全体に占める電力消費量の比率を指す。

資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

その一方で、2020年時点で、世界の総人口の約1割、日本の人口の約6倍にもなる約7.6億人もの人々が電力供給を受けていません。その多くは、サブサハラアフリカやアジアに存在しています。アジアでは2000年以降新たに12億人が電力にアクセスすることが可能となりました。インドがそのうちの2/3を占めており、2019年には人口の99%は電力アクセスが可能になったとインド政府より発表されました。一方で、アフリカの未電化人口は、2013年の6.1億人をピークとして、2019年には5.8億人に減少しておりますが、2020年は新型コロナウイルス感染症の影響により2013年以降初めて上昇しました。アフリカの未電化人口は全世界の未電化人口の77%を占めており、大きな政策課題の一つとなっています。その実現のためには、電力供給インフラ(発電、送配電、再エネによる分散型電源等)に対する大規模な投資が必要とされています(第223-1-4)。

【第223-1-4】世界の未電化人口(地域別、2020年)



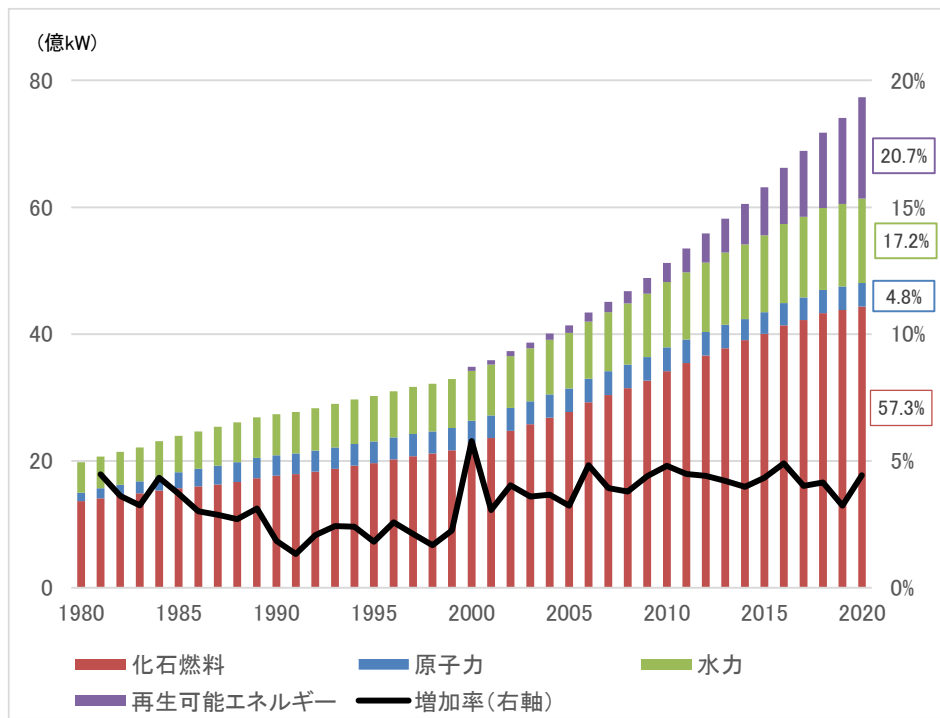
(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
資料:IEA「World Energy Outlook 2021」を基に作成

(2) 供給の動向

世界の電源設備容量は一貫して増加しており、年代別に見ると、電源設備全体で1980年代の年平均伸び率は3.3%、1990年代は2.4%、2000年代は3.9%、2010年代は4.2%となりました。

2020年の世界の電源設備容量は、77.4億kWとなりました。電源別に見ると、化石エネルギーの比率が57.3%を占めており、主電源の役割を果たしていることがわかります。次いで再生可能エネルギーが20.7%を占めています。再生可能エネルギーは気候変動対策の高まりを背景に、2000年代以降に急速に導入が進みました。次に大きな割合を示すのは水力発電(17.2%)ですが、新規の立地が難しくなっていることから、近年の伸び率は低い水準にあります。原子力発電は、1970年代の石油危機を契機に石油代替エネルギーとして開発が促進され、1980年代には原子力発電は年平均8.9%と高い伸び率を示していました。しかし、先進国での原子力開発が鈍化した結果、1990年代は伸び率が年平均0.6%、2000年代は0.8%、2010年代は0.4%に留まっています(第223-1-5)。

【第223-1-5】世界の設備容量の推移



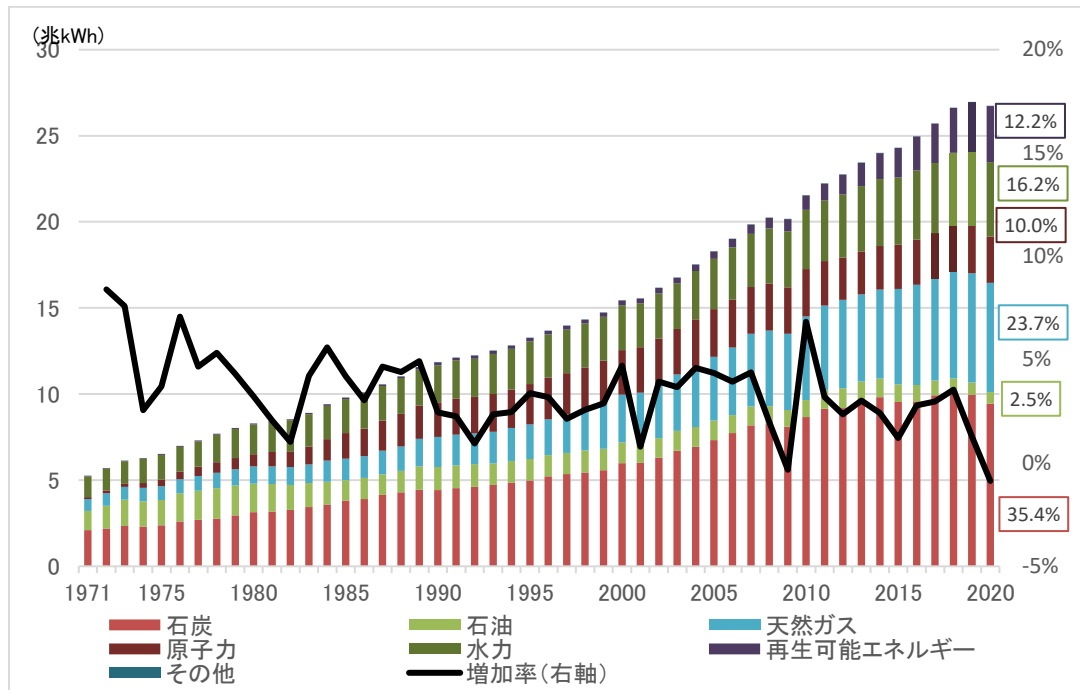
資料：EIA「International Energy Statistics」を基に作成

世界の発電電力量もほぼ一貫して増加しており、電源設備容量と比較すると、1980年代から1990年代にかけて電源設備容量が年平均2.9%の伸びになっているのに対して、発電電力量が3.2%と電源設備容量を上回る伸びとなっており、電源設備の稼働率が向上している状況がわかります。その後、2000年代の世界の発電電力量は、中国を中心とするアジアの発電電力量が伸び続け年平均3.4%の伸びとなりましたが、2010年代に入るとこの傾向は和らぎ年平均2.2%の伸びとなりました。一方で世界の発電設備容量は稼働率の低い再生可能エネルギー発電が増えたこともあり、2000年代は年平均3.9%、2010年代は年平均4.2%で増加しており、1980年代から1990年代とは逆に、発電設備容量の伸び率が発電電力量の伸び率を超えています。

2020年の世界の発電電力量は、26.7兆kWhでした。電源別にみると、最も大きな割合を占めているのが火力発電であり、全体の61.6%を占めています。次いで水力発電が16.2%、再生可能エネルギーが12.2%、原子力発電が10.0%と続いています。

火力発電電力量を燃料別に見ると、石炭火力の伸び率は、1990年代から電源全体の伸び率を上回るようになりましたが、2010年代後半からは石炭火力廃止の圧力が強まり、発電電力量全体に占める石炭火力の割合は2000年の38.8%から2020年には35.4%に減少しています。石油火力は、1970年代には年平均4.6%と堅調な伸びを示していましたが、石油危機を契機に石油代替エネルギーへの転換が図られた結果、1980年代以降は減少傾向が続いています。一方、天然ガス火力は、1970年代は伸び率の年平均は4.1%でしたが、1980年代は5.8%、1990年代は4.7%、2000年代は5.8%と順調に伸び、石油の代替エネルギーの一つとして重要な役割を果たしてきました。2010年代以降は、政策的な支援を受けた再生可能エネルギーの導入拡大が進んでいます。また、燃料価格の高騰により、ガス火力の伸びは年平均2.7%へ、石炭火力の伸びも年平均0.9%へと鈍化傾向にあります(第223-1-6)。

【第223-1-6】世界の発電電力量の推移

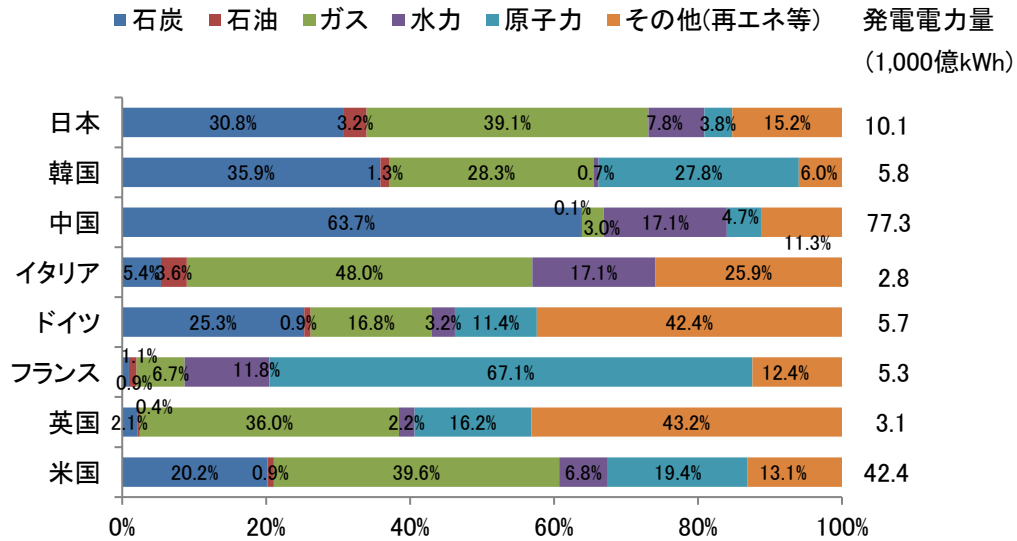


資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

2020年の各国の電源別発電電力量を見ると、米国はシェールガス生産の増加により2010年以降ガス火力の割合が増加し、全体の39.6%を占めるまでになったのに対して、石炭火力の割合が減少しました。英国はもともと国内に石炭が豊富に存在し、石炭火力が主力電源の役割を担っていましたが、北海ガス田の開発や電力自由化に伴って、ガス火力の比率が増加した後、政策的なCO2価格引き上げにより、石炭火力の割合が2.1%にまで低下しました。フランスでは、東京電力福島第一原子力発電所事故以降、電源の多様化を進める政策が取られており、原子力の比率が2011年の79.4%から2020年の67.1%まで低下しました。ドイツでは、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、原子力や石炭火力のシェアが年々低下しています。イタリアでは石炭火力の比率が5.4%と減少する一方で、ガス火力の比率が48.0%に増加しています。中国は経済発展とともに発電電力量も非常に高い伸びを示していますが、石炭火力の割合が63.7%と高く、環境問題が課題となっています。また韓国は、石炭火力の比率が35.9%、原子力の比率が27.8%と高くなっています(第223-1-7)。

なお、欧州や北米では国境を越えて送電線網が整備されており、電力の輸出入が活発に行われました(第223-1-8)。

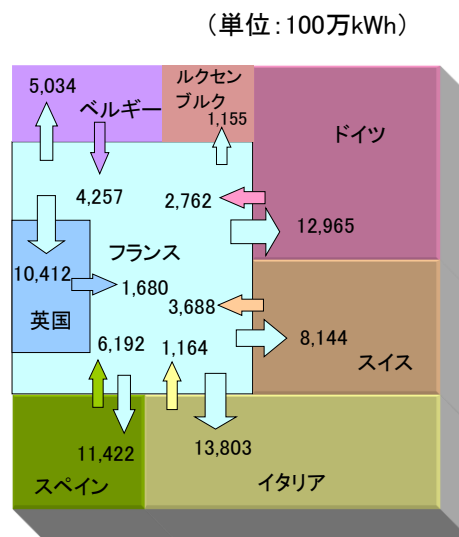
【第223-1-7】主要国の発電電力量と発電電力量に占める各電源の割合(2020年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

資料:IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

【第223-1-8】欧州の電力輸出入の状況(フランスの例2020年)



(注1) 本図における輸出入の数字は、物理的な電力量の推移を示したもの。

(注2) 電力が他の国を回って元の国に戻ってきた場合や、ある国を電力が通過した場合には、いずれも輸出量と輸入量の両方に加えている。

資料:IEA「Electricity Information 2022 edition」を基に作成

2. ガス事業

先進国のガス事業状況を見ると、従来欧州では、国営企業が上流のガス生産・輸入から、国内ガス輸送・配給、販売まで一元的に行うケースが主流でしたが、1980年代から英国等で国営ガス事業者の民営化やガス市場自由化が進められました。その後、1998年の第一次EUガス指令、2003年の第二次EUガス指令、2009年7月には第三次エネルギーパッケージによって、

EU全体でガス市場自由化が進められ、現在では、小売市場の全面自由化や輸送部門の所有権分離もしくは機能分離が実施されています。

米国では、特に1985年以降、連邦規制により州際(州をまたぐ)パイプラインの第三者利用、ガスの輸送機能/販売機能の分離が進められました。同時に、州レベルでも家庭用まで含めた自由化の拡大及びガス配給会社(LDC)による託送サービスの提供を制度化する州が出現し、2020年末時点では24州で自由化を実施済となっています。一方、自由化プログラムに参加した需要家数は有資格者の16%程度に留まります⁵⁹。

都市ガスの消費量を先進国と比較すると、2019年では米国における消費量が多く、30,962 PJ(ペタジュール)の消費量となりました。EU諸国は、英国の2,917PJ、ドイツの3,453 PJ、フランスの1,706 PJで、日本は1,691 PJでした⁶⁰。

パイプラインについては、2019年の米国の輸送パイプライン総延長は486千km、配給用パイプラインの総延長は2,122千kmとなりました。欧州諸国では、輸送パイプラインと配給パイプラインの総延長合計が、英国は284千km、ドイツは522千km、フランスは209千kmとなりました⁶¹。

一方、我が国は、2019年では、電気事業者や国産天然ガス事業者等によって整備されている輸送パイプラインの総延長が約2千km、一般ガス事業者の配給パイプライン総延長は約264千kmとなりました。

3.熱供給

熱供給(一般的には地域冷暖房)の始まりは19世紀にまで遡りますが、石油危機後、特に欧州において飛躍的に発展しました。熱源として化石エネルギーだけでなく、再生可能エネルギー、廃棄物、工場排熱等が利用できるほか、熱電併給⁶²も適用できることから、石油依存度の低減、エネルギー自給率向上、環境保護といった観点からの有効性が注目されてきました。

熱供給の主たる燃料は様々であり、例えば英国では天然ガスが主に用いられています(英国の熱供給に占める天然ガスの割合は約90%)。一方、北欧諸国では、再生可能エネルギーや廃棄物の利用率が他国と比べ高いという特徴があり、例えばスウェーデンでは熱供給に占めるバイオマスや廃棄物の利用割合は約77%⁶³となっています。

地域単位で空調用の熱をまとめて製造・供給する地域熱供給設備は、広大な寒冷地を抱える中国等で大規模に普及しています。暖房需要が大きいと、長期的かつ計画的に熱の供給網が整備されてきました。また、地域熱供給設備は北欧、中東欧においても導入されてきたほか、韓国においても欧州諸国と同水準の熱供給が行われてきました。熱を伝えるための導管ネットワークの長さで比較すると、これらの国々はいずれも日本の672 kmに対してはるかに大きな数値となっており、大規模な供給網整備が行われてきたことがわかります(第223-3-1)。

⁵⁹ Energy Information Agency. “Natural Gas Annual, Table 26. Number of customers eligible and participating in a customer choice program in the residential sector, 2019 ”より推計。 https://www.eia.gov/naturalgas/annual/pdf/table_026.pdf

⁶⁰ 日本ガス協会「ガス事業便覧 2020年版」(2021年3月発行)(都市ガス事業者数、需要家件数、消費量、導管延長量)。

⁶¹ 日本ガス協会「ガス事業便覧 2020年版」(2021年3月発行)(都市ガス事業者数、需要家件数、消費量、導管延長量)。

⁶² コージェネレーション、CHP(Combined Heat and Power)とも言われます。

⁶³ IEA「World Energy Balances 2020 Edition」より推計。

【第223-3-1】世界の地域熱供給の状況(2019年)

国名	設備容量 (MWth※)	年間熱供給量 (GWh)	導管ネットワーク (km)
中国	462,595 **	888,064 **	178,136 **
ドイツ	49,475	75,119	21,610
ポーランド	54,912	60,818	21,085
韓国	29,961 **	47,821 **	—
スウェーデン	—	49,686	—
フィンランド	23,390	33,140	14,920
デンマーク	—	30,391	30,800
フランス	24,707	25,078	5,397
チェコ共和国	—	24,972	7,517
オーストリア	11,200	21,015	5,488
スロバキア	15,793 **	13,800 *	1,400 *
ルーマニア	9,962 *	—	—
イタリア	8,727	9,073	4,377
アイスランド	2,290 **	8,079	—
オランダ	5,850 **	7,249 **	4,000 **
リトアニア	8,645	7,609	2,592
エストニア	5,406 **	6,394 **	1,450 **
日本	4,241 **	6,361 **	672 **
ラトビア	2,254	7,034	—
スイス	2,792 *	5,081 *	1,468 *
ノルウェー	3,400	5,568	1,905
クロアチア	2,221	2,684	436
スロベニア	1,739	2,132	893

※ 熱源容量(Mega Watts thermal)

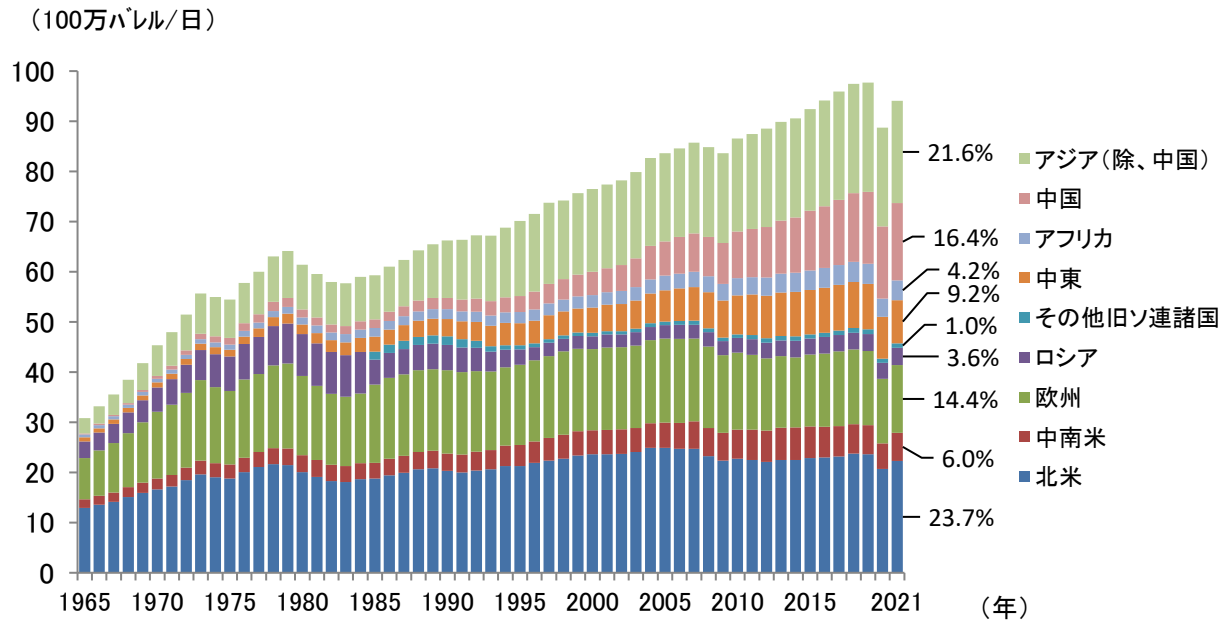
(注) *は2015年の値、**は2013年の値、—は掲載無し

資料:Euroheat & Power 「District Heating and Cooling: Country by Country」 各年版を基に作成

4.石油製品

2021年の世界の石油消費量は、新型コロナウイルス感染症からの経済回復で前年比6.0%増加の9,409万バレル/日となりました。地域別のシェアは、北米が23.7%、欧州が14.4%、中国を含むアジアが38.1%となりました。1965年からの56年間で世界の消費量は約3倍に拡大しましたが、特に大きく消費量を増やしたのは中国と中東です(それぞれ約72倍、約10倍へ拡大)。新型コロナウイルス感染症の影響で一時的に減少しましたが、世界での消費量の増加は続いており、2000年比で、世界の石油製品の消費量は約1.2倍増となっています。その中でも中国や中東地域では世界を大幅に上回る増加ペースが継続し、それぞれ約3.3倍、約1.7倍へ拡大しました(第223-4-1)。

【第223-4-1】地域別石油製品消費の推移

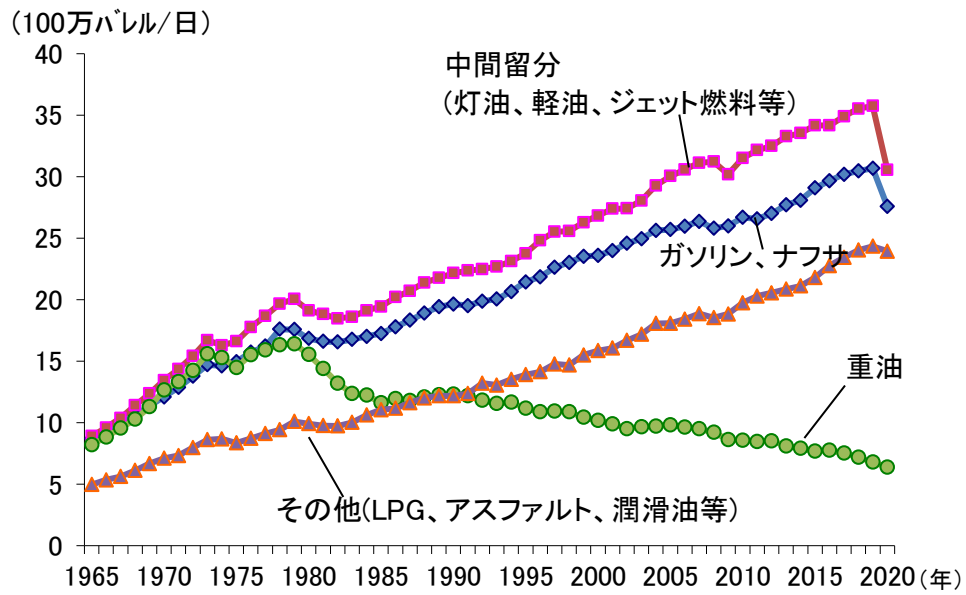


(注) 1984年までのロシアには、その他旧ソビエト連邦諸国を含む。

資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

2020年の世界の石油消費量の推移を製品別に見ると、新型コロナウイルス感染症の影響で中間留分(灯油、軽油、ジェット燃料等)、ガソリン、ナフサの消費が落ち込みました。一方、長期的な傾向ではガソリンや灯油、軽油等の軽質油の消費が堅調に増加傾向にあるのに対して、重油の消費量が低下しており、消費製品需要の軽質化傾向が見られます(第223-4-2)。

【第223-4-2】世界の石油製品別消費の推移



資料:BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成(石油製品別消費データは、2021年版から更新なし)。

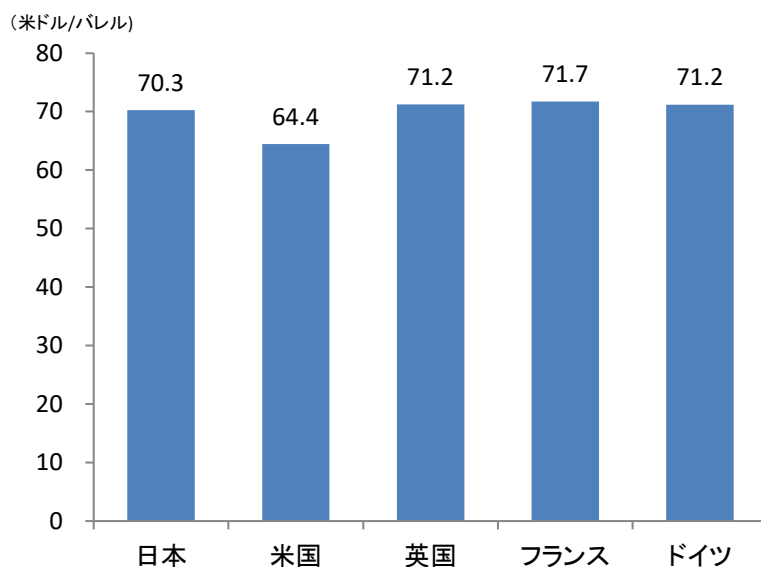
第4節

国際的なエネルギーコストの比較

1.原油輸入価格の国際比較

国際石油市場は、北米、欧州、アジアの三大市場に大きく分類され、各市場において、基準価格となる指標原油が確立されています。北米市場における代表的な指標原油は、ニューヨーク商業取引所(New York Mercantile Exchange)等で取引されるWTI(West Texas Intermediate、及びそれとほぼ等質の軽質低硫黄原油)であり、欧州市場での指標原油はインターコンチネンタル取引所(ICE Futures Europe)等で取引されるブレント原油となっています。また、アジア市場においては、ドバイ原油が指標原油となっています。世界では数百種類の原油が生産されていますが、各国が産油国から原油を購入する際の価格は、例えばサウジアラビア等においては、指標原油価格に一定の値を加減する方式(市場連動方式)で決まるのが通例となっており、加減値については、指標原油との性状格差で決定されます。各国における輸入原油価格は、輸入する原油の種類や、運賃、保険料等で異なります。(第224-1-1)

【第224-1-1】原油輸入価格の国際比較(2021年)



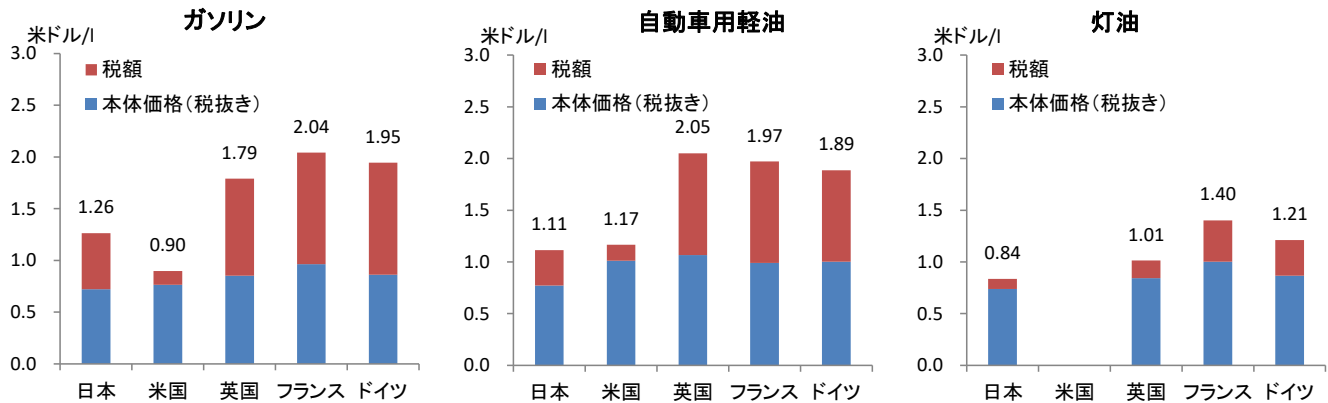
資料:IEA「Energy Prices and Taxes 2022」を基に作成

2.石油製品価格の国際比較

日本、米国、英国、フランス、ドイツでのガソリンと自動車用軽油の製品小売価格(税込、ドル建て価格、2023年2月時点)を比較すると、ガソリン価格の高い順にフランス、ドイツ、英国、日本、米国となっており、軽油価格は高い順に英国、フランス、ドイツ、米国、日本となっています。ガソリンの小売価格(税込)は、最高値のフランス(2.04ドル/l)と最安値の米国(0.90ドル/l)で1.14ドル/lの差がありますが、本体価格(税抜)に大きな違いはなく、各国の税制が小売価格差の原因です。また、自動車用軽油についても、小売価格(税込)では最高値の英国(2.05ドル/l)と最安値の日本(1.11ドル/l)に0.94ドル/lの差がありますが、本体価格(税抜)ではガソリンと同様に大差がなく、各国の税制が小売価格差を生んでいます。

灯油については、小売価格(税込)、本体価格(税抜)ともに各国で大差はありません(第224-2-1)。

【第224-2-1】石油製品価格の国際比較(固有単位)(2023年2月時点)



(注) 米国の灯油価格はデータなし。

資料:IEA「Oil Market Report(2023年3月号)」を基に作成

3.石炭価格の国際比較

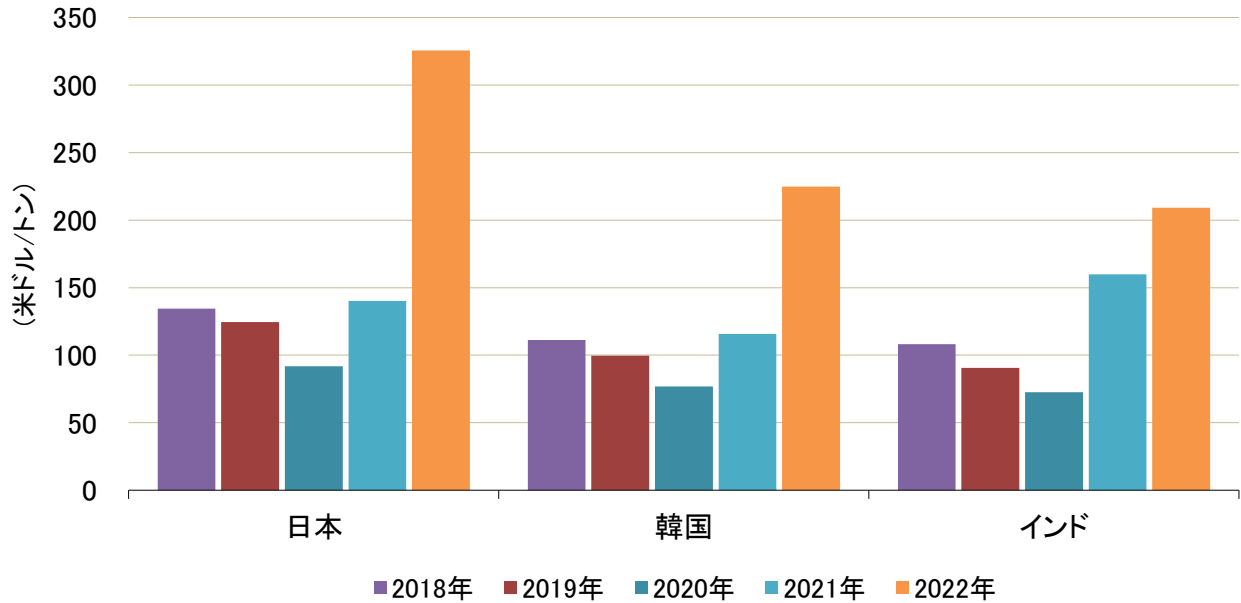
石炭価格は、石炭市場における需給状況を反映するものですが、石炭の性質の違いより価格に差が生じます。通常、一般炭であれば発熱量が高いほど、原料炭であれば粘結性が高いほど価格が高くなります。また、賦存量の少ない原料炭の方が一般炭より高値で取引されます。

石炭の輸入価格(CIF価格)は、石炭の輸出国におけるFOB価格と輸出国から輸入国までの輸送費(保険を含む)で構成され、FOB価格が同じであれば、輸送距離の短い方がCIF価格は安価なものとなります。

日本、韓国、インドといったアジアの石炭輸入国は、豪州やインドネシアからの輸入が主であり⁶⁴、これらの国々で産出される石炭の国際価格を反映し、3か国の輸入価格は推移しています(第224-3-1)。

⁶⁴ インドは、地理的に近い南アフリカからも多くの石炭を輸入しています。

【第224-3-1】石炭輸入価格の国際比較



(注) 各国の平均石炭輸入価格(CIF価格)。

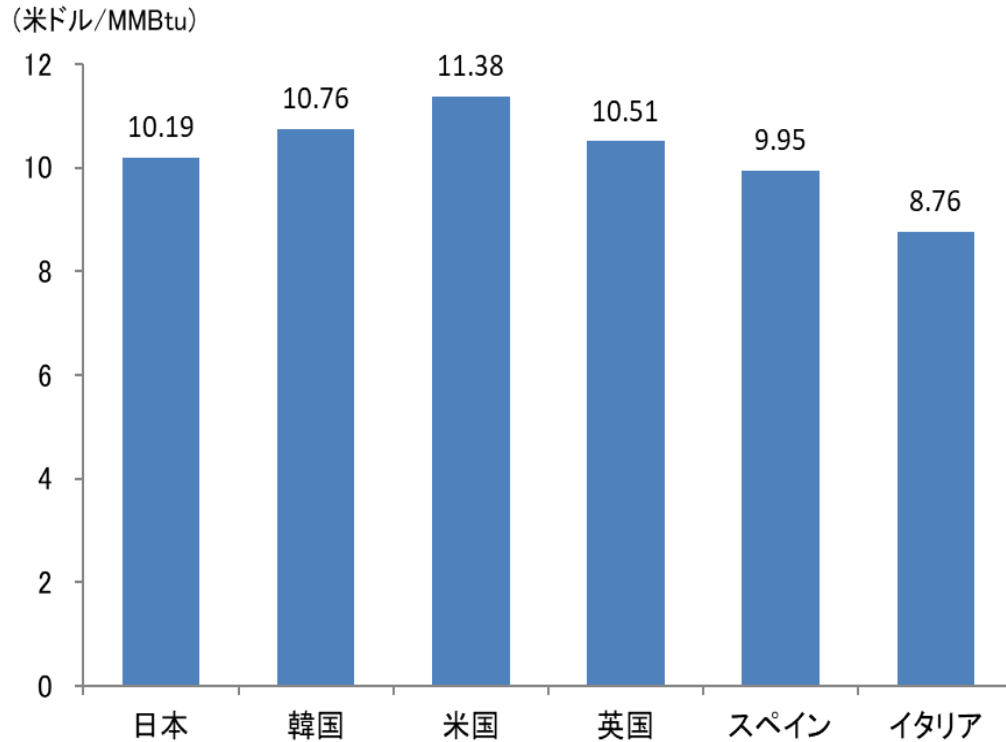
資料:各国貿易統計を基に作成

4.LNG価格の国際比較

天然ガスの主要市場は石油と同じく北米、欧州、アジアですが、天然ガス・LNGの価格決定方式は地域ごとに異なっており、石油のように指標となるガス価格がこれらの市場全てに存在しているわけではありません。アジアにおけるLNG輸入価格は、7-8割がJCC(Japan Crude Cocktail)と呼称される日本向け原油の平均CIF価格にリンクしています。一方で大陸欧州でのパイプラインガスの価格やLNG輸入価格は、近年では各国の天然ガス需給によって決定されることが大半となっています。ガス市場の自由化が進んでいる米国や英国では、HH(Henry Hub)やNBP(National Balancing Point)といった国内の天然ガス取引地点での需給によって価格が決定されています。そのため、各国におけるLNG輸入価格は、原油や石油製品価格の動向、それぞれの市場でのガスの需給ひっ迫状況等によって異なったものとなります(第224-4-1)。

2014年後半には国際原油価格が大きく下落したことを受け、原油価格に連動する価格フォーミュラを採用しているアジア諸国のLNG輸入価格も下がり、LNG価格の地域間価格差(アジアプレミアム)は縮小しました。一方で2021年には、新型コロナウイルス感染症の影響が緩和したことで、石油需要の増加により原油価格が上昇し、原油価格リンクのLNG価格も世界的に上昇しました。また、北米・欧州でも天然ガス市場価格が上昇し、天然ガス需給で決定されるLNG価格も上昇しました。

【第224-4-1】LNG輸入平均価格の国際比較(2021年平均)

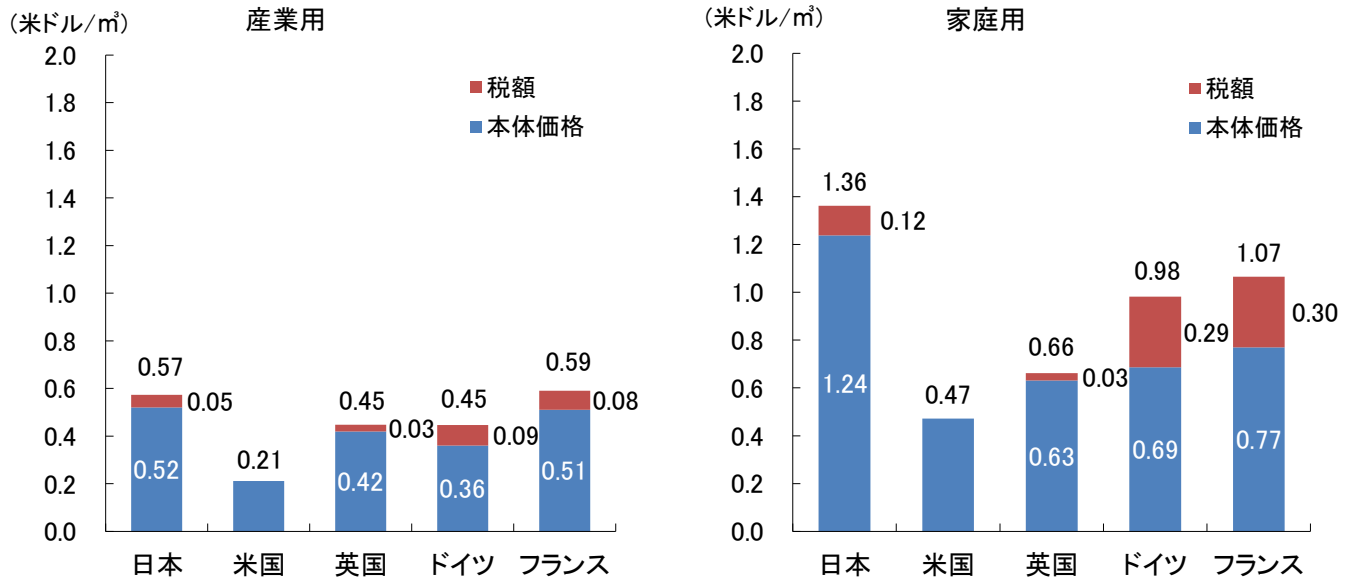


資料:日本貿易統計、日本税関、Korea Customs Service、EIA Natural gas imports by country、UKtrade、Eurostat、IMFを基に作成

5.ガス料金の国際比較

原料となる天然ガスの自給率やその調達方法、消費量の多寡、国内の輸送インフラの普及状況、人口密度、為替レート等々は国によって異なり、またガス料金の原価は様々な要素で構成されているため単純な対比は困難ですが、日本のガス料金は他国と比べて高位にあります(第224-5-1)。

【第224-5-1】ガス料金の国際比較(2021年)



(注) 米国は本体価格と税額の内訳不明。

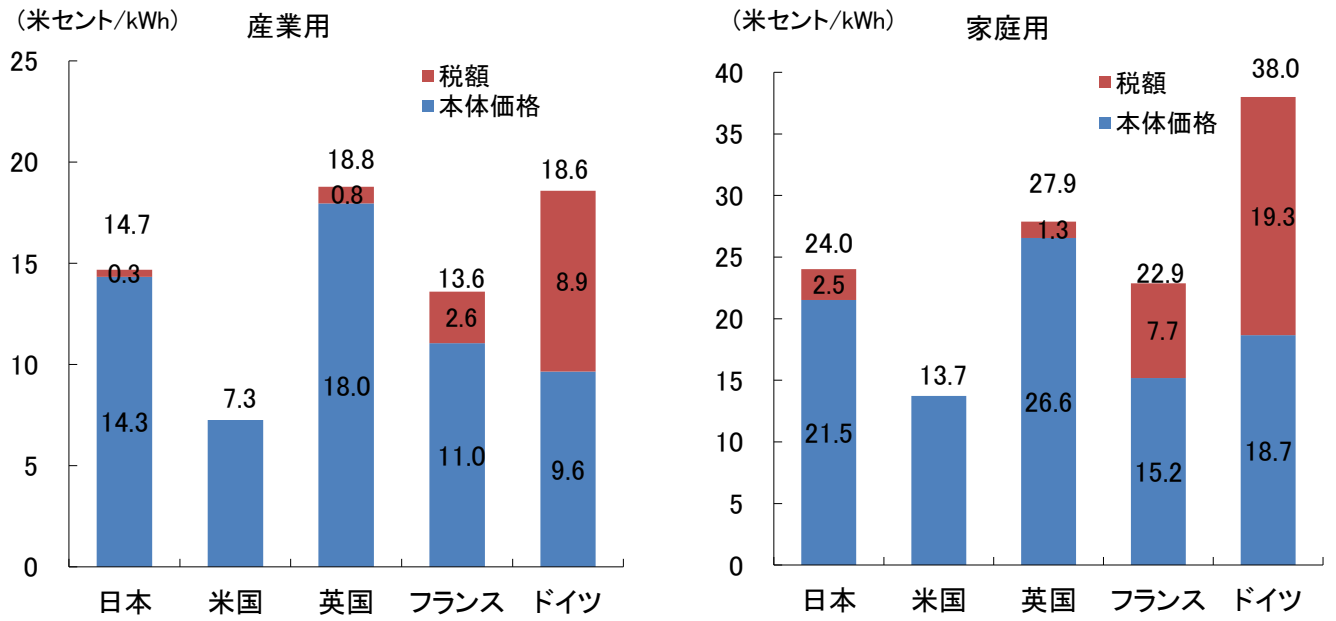
資料:IEA「Energy Prices and Taxes Statistic」を基に作成

6.電気料金の国際比較

様々な方法があるため単純な比較は困難ですが、OECD/IEAの資料を基に各国の産業用と家庭用の電気料金を比較した結果は、次の図のとおりです(第224-6-1)。

内外価格差は燃料・原料の調達方法や、消費量の多寡、国内の輸送インフラの普及状況、人口密度、あるいは為替レート等といった様々な要因によって生じるため、内外価格差のみを取り上げて論じるのは現実的ではありません。電気事業の効率的な運営と、電気料金の低下に向けた努力を怠ってはなりません。その際には日本固有の事情、すなわち、燃料・原料の大部分を輸入に依存しておりその安定供給が不可欠なこと等、供給面での課題に配慮しておく必要があります。

【第224-6-1】電気料金の国際比較(2021年)



(注1) 米国は州毎に税額が異なるため、米国全体の税額の内訳不明。

(注2) 産業用の税額には、付加価値税又は消費税は含んでいない。

資料:IEA「Energy Prices and Taxes Statistics」を基に作成

(様式 2)

二次利用未承諾リスト

報告書の題名 令和4年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業
(国内外のエネルギー動向に関する調査・分析・制作) 調査報告書

委託事業名 令和４年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業
(国内外のエネルギー動向に関する調査・分析・制作)

受注事業者名 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

[illegible]