

第2章 国際エネルギー動向

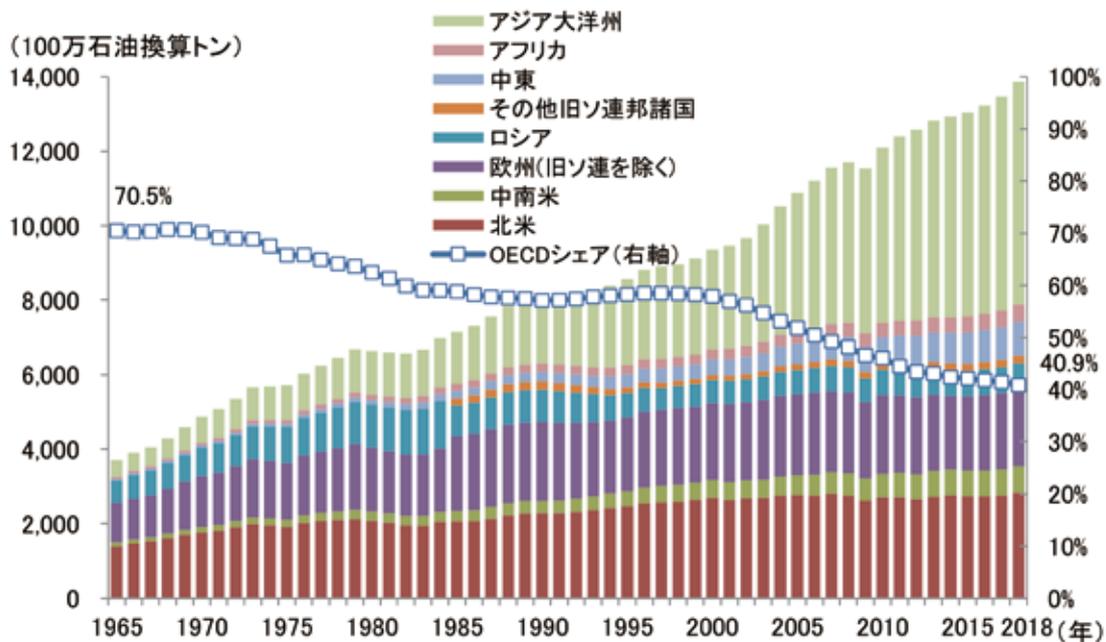
第1節 エネルギー需給の概要

世界の一次エネルギー消費量は経済成長とともに増加を続けており、石油換算で1965年の37億トンから年平均2.5%で増加し続け、2018年には139億トンに達しました。特に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、人口増加率ともに開発途上国と比較し低く止まっていることや、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70.5%から2018年には40.9%へと約30ポイント低下しました(第221-1-1)。

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分かります。国によって気候や産業の構造が違うので一概には言えませんが、エネルギー効率の違いがこの差を生み出す原因の一つになっています。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二酸化炭素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とても重要であり、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221-1-1】世界のエネルギー消費量の推移(地域別、一次エネルギー)

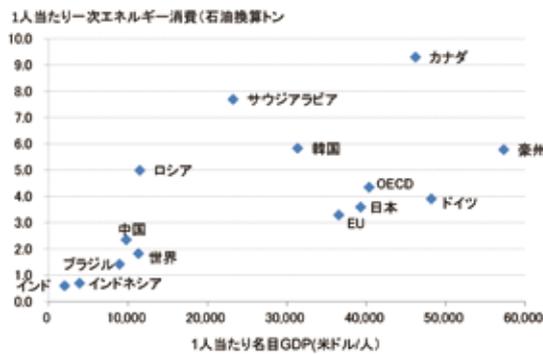


(注) 1984年までのロシアには、その他旧ソ連邦諸国を含む。

(注) 1985年以降の欧州には、バルト3国を含む。

出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

【第221-1-2】1人当たりの名目GDPと一次エネルギー消費(2018年)



出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」、世界銀行「World Bank Open data」を基に作成

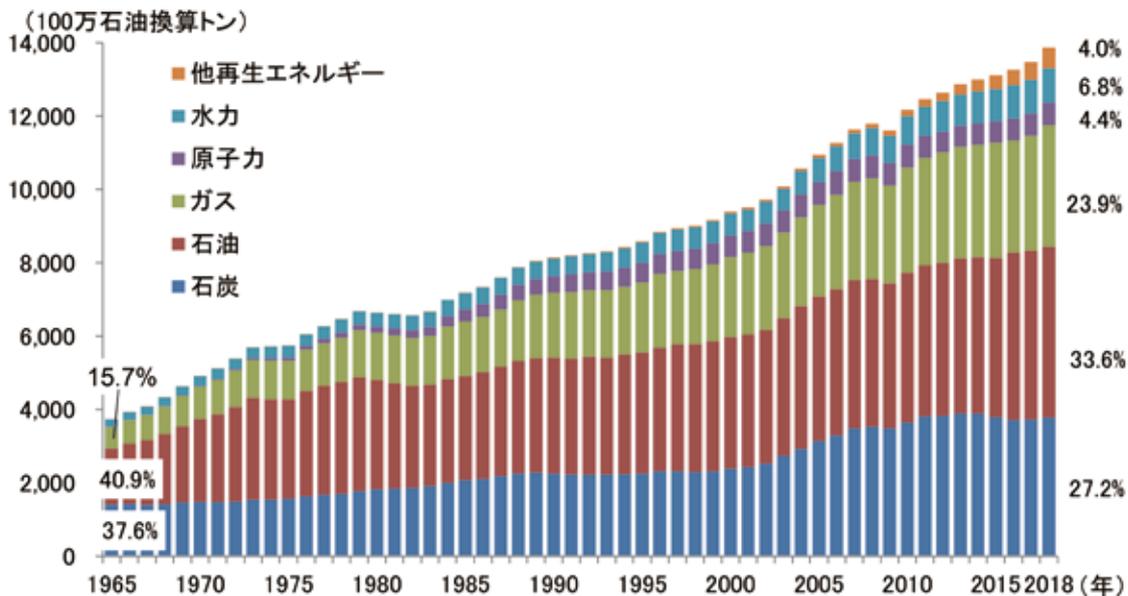
次に、世界の一次エネルギー消費量の動向をエネルギー源別に見てみます。石油は今日までエネルギー消費の中心となってきました。発電用を中心にほかのエネルギー源への転換も進みましたが、堅調な輸送用燃料消費に支えられ、石油消費量は1965年から2018年にかけて年平均2.5%で増加し、依然としてエネルギー消費全体で最も大きなシェア(2018年時点で33.6%)を占めています。この同じ期間に、石炭は年平均1.9%で増加し、特に2000年代において、経済成長が著しい中国等、安価な発電用燃料を求めるアジア地域を中心に消費量が拡大しました。しかし、近年では、中国の需要鈍化、米国における天然ガス代替による需要減少などが原因となって2015年、2016年と2年連続で前年対比減少し、2017年以降は微増しているものの石炭消費量は伸び悩んでいます。この結果、

石炭シェアは27.2%(2018年時点)となっています。一方、石油と石炭以上に消費量が伸びたのが天然ガスです。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、発電用はもちろん、都市ガス用の消費が伸びました(年平均増加率3.3%)。同じ期間で伸び率が最も大きかったのは原子力(同9.2%)と風力、太陽光などの再生可能エネルギー(同12.4%)でしたが、2018年時点のシェアはそれぞれ4.4%及び4.0%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。近年は太陽光発電や風力発電のコストが低下しており、今後再生可能エネルギーの比率は拡大すると予想されます。

また、2015年12月に開催されたCOP21(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度より下方に抑えること、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批准が進み、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(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。

ただし、2017年1月に発足した米国のトランプ政権は、2017年8月にパリ協定からの脱退方針を国連気

【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)



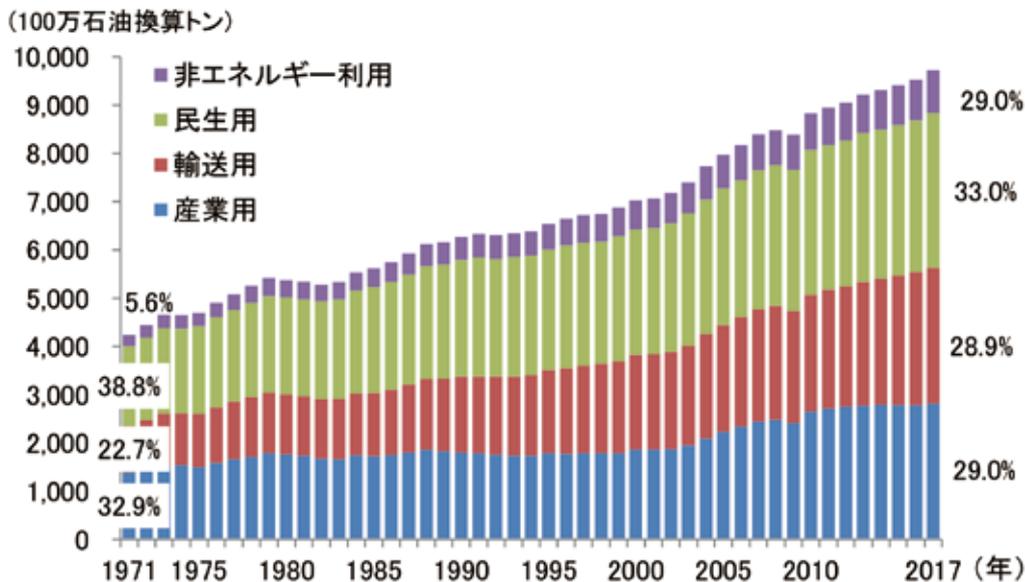
(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

候変動枠組み条約事務局に通知しました。パリ協定の規定では、パリ協定発効日から3年経過後に脱退通告が可能になり、脱退が効力を有するのは脱退通告から1年後となっているところ、米国のトランプ政権は、パリ協定発効の3年後にあたる2019年11月4日に、国連にパリ協定からの脱退を正式に通知したため、2020年の11月4日以降にパリ協定を正式に離脱する見込みです。こうした懸念がある一方、再生可能エネルギーのコスト競争力の高まりとともに、米国での導入手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)。

世界の最終エネルギー消費は、1971年から2017年までの46年間で約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2.0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2.9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22.7%から2017年には28.9%へと約6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)



(注)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。

出典：IEA「World Energy Balances 2019 Edition」を基に作成

C O L U M N

エネルギー需給の展望

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)を例に見てみます。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2017年の実績と比較してみます。現行政策シナリオ(Current policies scenario)は、現在執行されている以上の追加政策は何もとられないケースです。公表政策シナリオ(Stated policies scenario)は、温室効果ガスの削減目標など現在発表されている政策目標が達成され、既存技術の進展が続くというケースです。持続可能開発シナリオ(Sustainable development scenario)は、気温の上昇を2℃よりも十分に下げるために必要な措置を「逆算した」シナリオです。

2040年の世界の一次エネルギー消費量は、現行政策シナリオでは2017年比で約1.37倍の石油換算192億トンになる見通しです。これに対して公表政策シナリオでは、現行政策シナリオよりも消費量は減りますが、それでも2017年比で1.27倍に増えます。公表政策シナリオと持続可能開発シナリオ(2017年比0.95倍)との差は歴然としており、世界の国々がパリ協定の下で約束した温室効果ガス排出削減目標では「2℃目標」に届かないことが分かります。

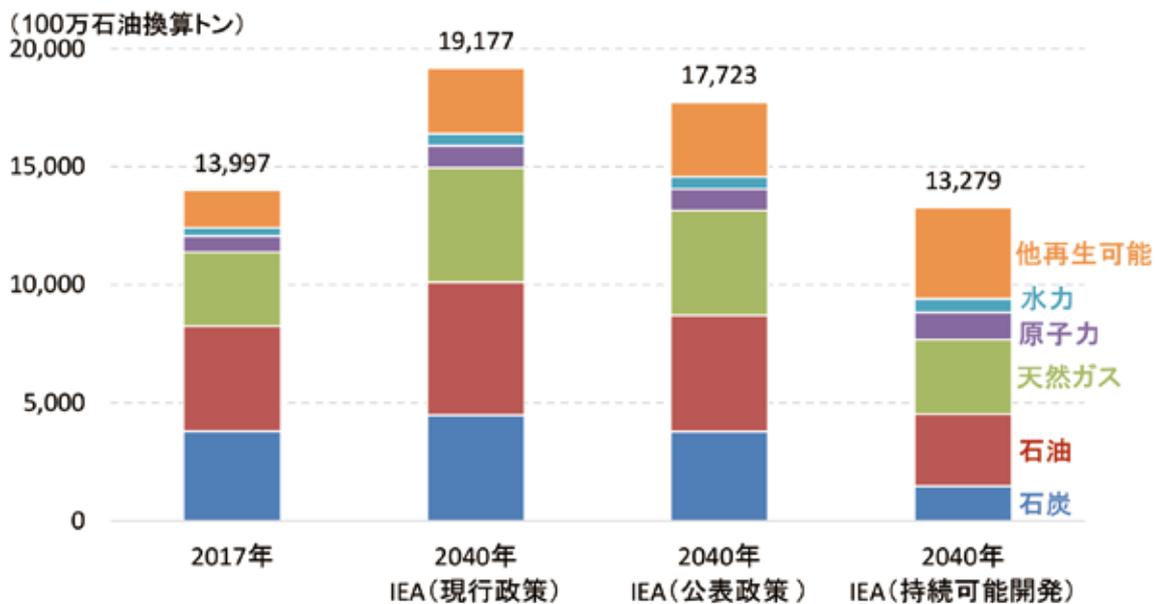
次にエネルギー源別に見てみましょう。IEAのシナリオでは、現行政策、公表政策、持続可能開発の順に、気候変動対策が強くなります。気候変動対策が強くなるほど低炭素なエネルギーや技術がより多く利用されるようになるのは容易に想像できると思いますが、シナリオ分析の結果はまさにそのようになっています。

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。2017年の石炭消費量との比較では、現行政策シナリオは1.18倍に増えるのに対して、公表政策シナリオでは1.00倍と横ばいです。持続可能開発シナリオでは石炭の消費が2017年実績の0.39倍と、半分以下にまで減ります。石油も同じような傾向にあります。公表政策シナリオ（2017年比1.11倍）と持続可能開発シナリオ（2017年比0.68倍）で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、石炭と石油では主な用途が異なるためです。石炭は主に発電や産業用に使用されており、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。そのために、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例外なのは、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が増えると見られており、持続可能開発シナリオでも、消費量は2017年比で1.01倍と微増の予測になっています。

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。現行政策シナリオでも2017年比1.75倍に、公表政策シナリオでは1.99倍に、持続可能開発シナリオにいたっては2.44倍に増えることを予測しています。

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在り方について考えていくことが何よりも重要です。

【第221-1-5】世界のエネルギー需要展望(エネルギー源別、一次エネルギー)



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

出典：IEA [World Energy Outlook 2019]

第2節 一次エネルギーの動向

1. 化石エネルギーの動向

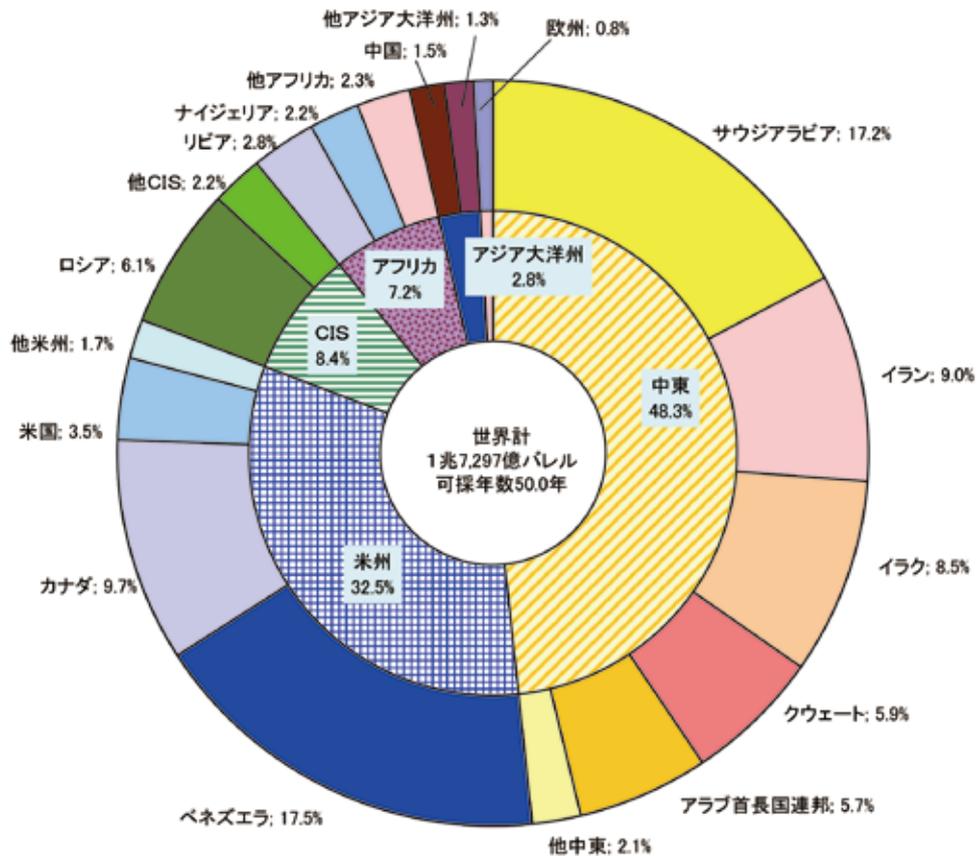
(1) 石油

①資源の分布

世界の石油確認埋蔵量は、2018年末時点で1兆7,297億バレルであり、これを2018年の石油生産量で除した可採年数は50.0年となりました。1970年代のオイルショック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。

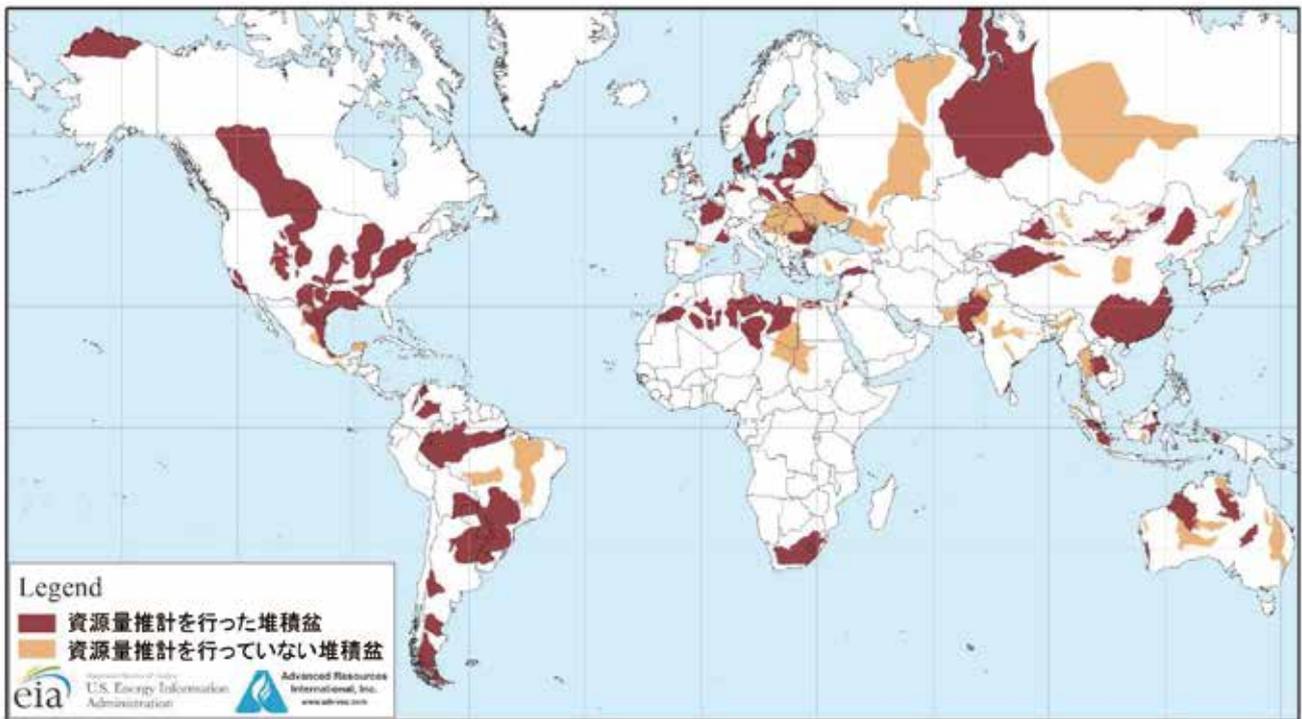
2018年末時点では、世界最大の確認埋蔵量を有するのはベネズエラであり、長期間1位であったサウジアラビアは2010年以降2位となっています。ベネズエラの確認埋蔵量は3,033億バレルで世界全体の17.5%のシェアを占めています。サウジアラビアの確認埋蔵量は2,977億バレルで世界シェア17.2%、以下、カナダ(1,678億バレル、シェア9.7%)、イラン(1,556億バレル、シェア9.0%)、イラク(1,472億バレル、シェア8.5%)、ロシア(1,062億バレル、シェア6.1%)、クウェート(1,015億バレル、シェア5.9%)、アラブ首長国連邦(978億バレル、シェア5.7%)と主に中東産油国が続きます。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(2018年末)



出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

【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(2013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など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。

出典:EIA「Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources」(2013年6月)を基に作成

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ています(第222-1-2)。

②石油生産の動向

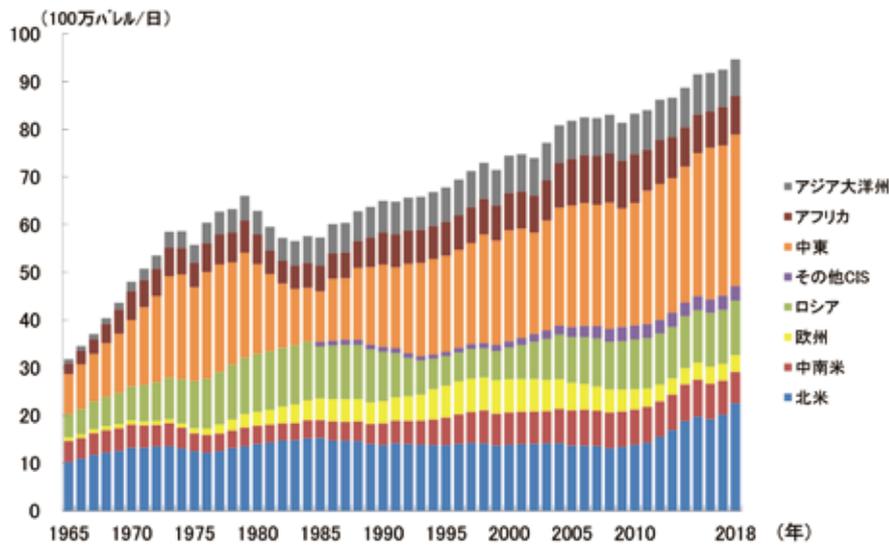
世界の石油生産量は、石油消費の増加とともに拡大し、1973年の5,855万バレル/日から2018年には9,472万バレル/日と、この45年弱で約1.6倍に拡大しました。地域別に見ると、2000年以降、欧州で減産が進む一方、アジア大洋州とアフリカ、中南米の生産量はほぼ横ばい、ロシア、中東、北米の生産量は堅調に増加しています(第222-1-3)。

OPEC産油国の生産量は1970年代までの大幅増

産後、高い原油価格を背景とする非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、世界の石油生産量に占めるOPECのシェアは、1970年代前半の5割前後から低下して1980年代半ばには3割を割り込んだものの、再び上昇し1993年以降は4割以上で推移しています。

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1,785万バレル/日から、2018年には5,538万バレル/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、北米とCISやアジア大洋州、欧州がけん引し、1990年代は欧州と中南米、また2000年代に入ってからCISがけん引しています。特に近年では、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)。

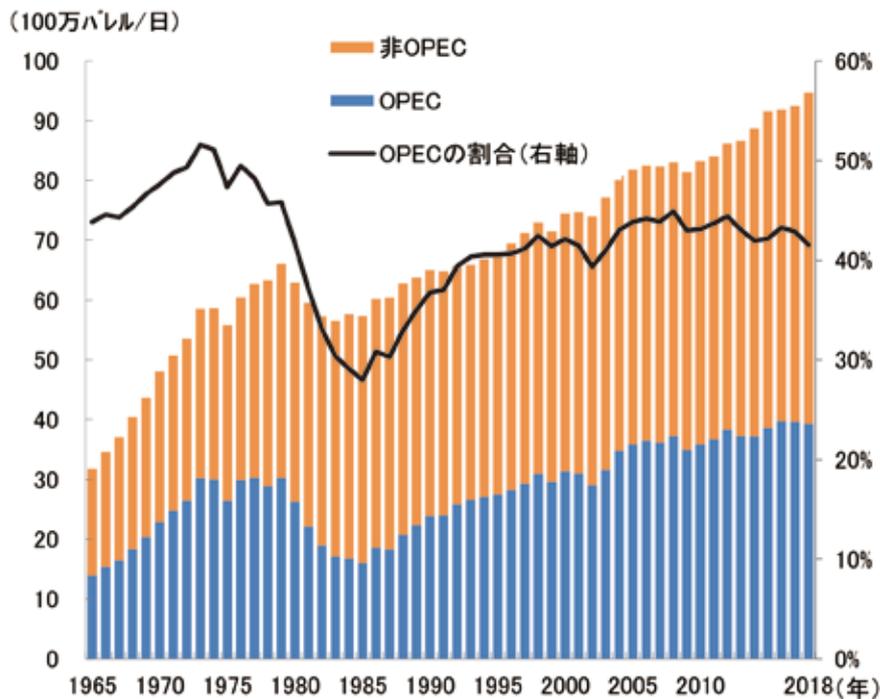
【第222-1-3】世界の原油生産動向(地域別)



(注) 1984年までのロシアには、その他旧ソ連邦諸国を含む。

出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」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。

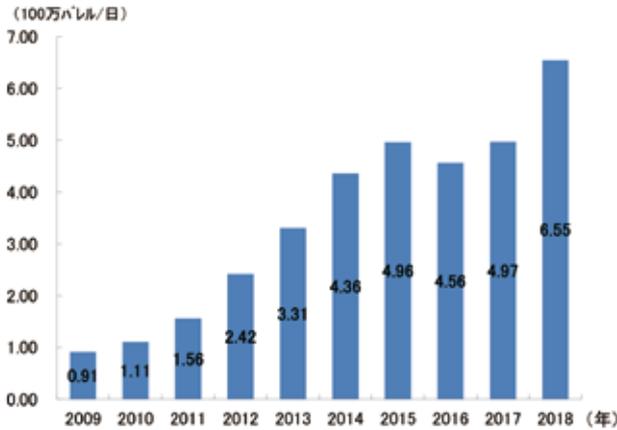
出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

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100万バレル/日前後の生産量の増加が見られました(第

222-1-5)。

シェールオイル生産量の増加に対して、OPEC産油国は市場シェア確保を重視して増産で対抗し、世界では供給過剰の状態が続きました。

【第222-1-5】米国のシェールオイルの生産量



出典：EIA「Annual Energy Outlook」2018・2019年版を基に作成

OPEC^{注1}と非OPEC産油国は長引く原油価格の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)を合意しました。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ヵ国^{注2})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)に合わせ、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、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(2020年5-6月)の減産を行うことで合意しました(2020年7-12月は770万バレル/日、2021年1月-2022年4月は580万バレル/日の減産)。

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5,566万バレル/日であった世界の石油消費量は2018年には9,984万バレル/日まで増加しました(平均年率1.6%増加)。

OECD諸国の石油消費量は、1973年の4,128万バレル/日から、二度の石油ショック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石油価

【第222-1-6】OPEC/非OPECの国別減産目標値

	原則2018年10月 2019年1月～ 2020年1月～ 推計				注
	基準量	減産量	追加減産量	生産削減量	
OPEC	A	B	C	A-B-C	
サウジアラビア	1,063.3	32.2	16.7	1,014.4	
イラク	465.3	14.1	5	446.2	
UAE	316.8	9.6	6	301.2	
クウェート	280.9	8.5	5.5	266.9	10月に悪天候で産油量が減少したため、2018年9月実績が基準。
ナイジェリア	173.8	5.3	2.1	166.4	
アンゴラ	152.8	4.7	0	148.1	
アルジェリア	105.7	3.2	1.2	101.3	
エクアドル	52.4	1.8	-	-	
コンゴ	32.5	1	0.4	31.1	
ガボン	18.7	0.6	0.2	17.9	
赤道ギニア	12.7	0.4	0.1	12.2	
OPEC計	2,674.9	81.2	37.2	2,505.7	
非OPEC	0	0	0	0	
アゼルバイジャン	79.6	2	0.7	76.9	2018年9月実績が基準。
バーレーン	22.7	0.5	0.2	22	
ブルネイ	13.1	0.3	0.1	12.7	
カザフスタン	190	4	1.7	184.3	2018年11月実績が基準。
マレーシア	62.7	1.5	0.5	60.7	
メキシコ	201.7	4	1.8	195.9	
オマーン	99.5	2.5	0.9	96.1	
ロシア	1,142.1	23	7	1,112.1	
スーダン	7.4	0.2	0.1	7.1	
南スーダン	13.2	0.3	0.1	12.8	
非OPEC計	1,832.0	38.3	13.1	1,780.6	
OPECプラス計	4,506.9	119.5	50.3	4,286.3	原則、2018年10月の生産量が基準。

注1 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た。

注2 2019年1月にカタールが、2020年1月にエクアドルがOPECを脱退したことにより、2020年3月時点では計23ヵ国。

出典：IEA Oil Market Report April 2020

格高騰を背景に、2005年以降は減少傾向となりました。2015年以降は原油価格の下落に伴い再び増加傾向となり、原油価格が上昇した2018年でも増加は続き4,747万バレル/日となっています。

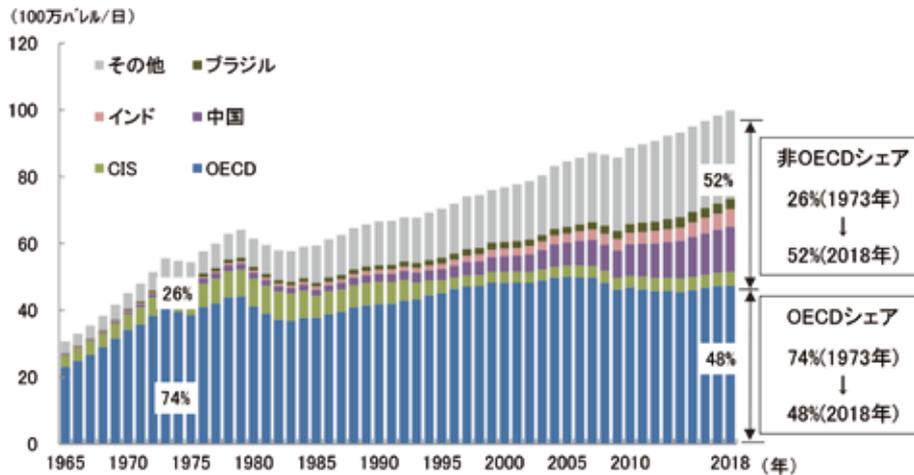
非OECD諸国では著しく消費が増加しています。同諸国の石油消費量は、堅調な経済成長に伴い、1973年の1,438万バレル/日から、2018年には5,238万バレル/日に増加しました(年率平均2.9%)。その結果、世界の石油消費量に占める非OECD諸国のシェアは1973年の26%から2018年には52%となり、逆に同期間内のOECD諸国のシェアは74%から48%まで低下しました(第222-1-7)。

2018年の石油消費は、アジアを中心に堅調に増

加しました。中国の消費拡大ペースは一頃より低下したものの、引き続き、アジアを中心とする非OECD諸国が消費拡大をけん引しました。

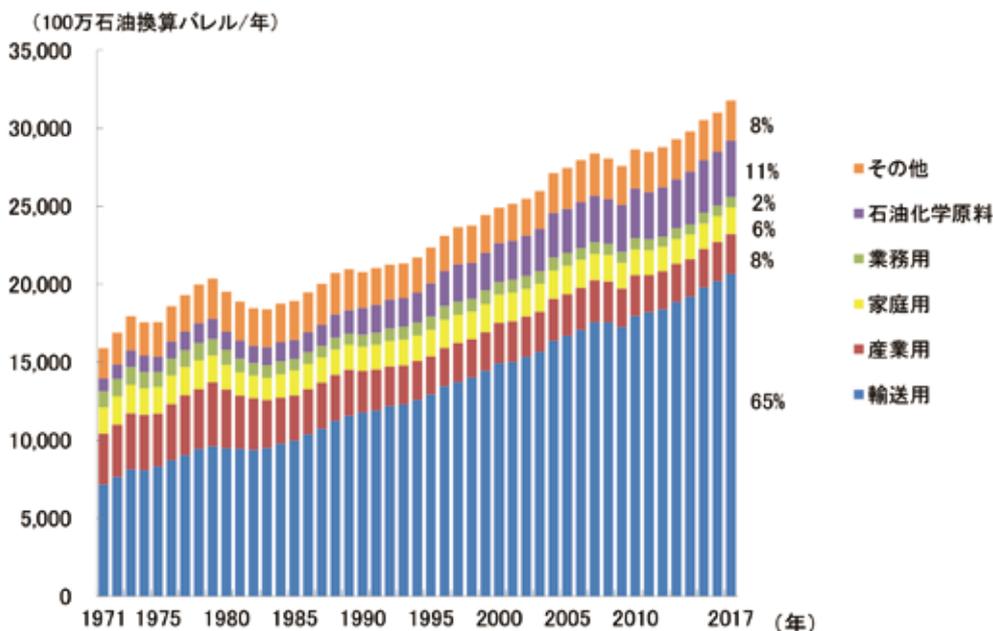
石油は様々な用途で消費されますが、輸送用としての消費が大きな割合を占めており、2017年における世界の石油消費量の内、65%が輸送用となっています。輸送用の消費量は自動車保有台数の増加に伴い、1971年の7,189百万石油換算バレルから2017年には20,656百万石油換算バレルに拡大しており、世界の石油消費量増加の主要因となっています。また、石油化学原料用としての消費も堅調に増加しています(第222-1-8)。

【第222-1-7】世界の石油消費の推移(地域別)



出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

【第222-1-8】世界の年間石油消費の推移(部門別)



出典：IEA「World Energy Balances 2019 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。2018年の世界全体の石油貿易量は7,253万バレル/日であり、そのうち日米欧による輸入量が合計で2,935万バレル/日と全体の40%を占めました。一方の輸出は、中東からの輸出量が2,486万バレル/日と最大で、全体の34%を占めました。以下、北米(1,330万バレル/日)、CIS諸国(1,152万バレル/日)、西アフリカ(458万バレル/日)、中南米(356万バレル/日)等が主要な石油輸出地域となっています。¹

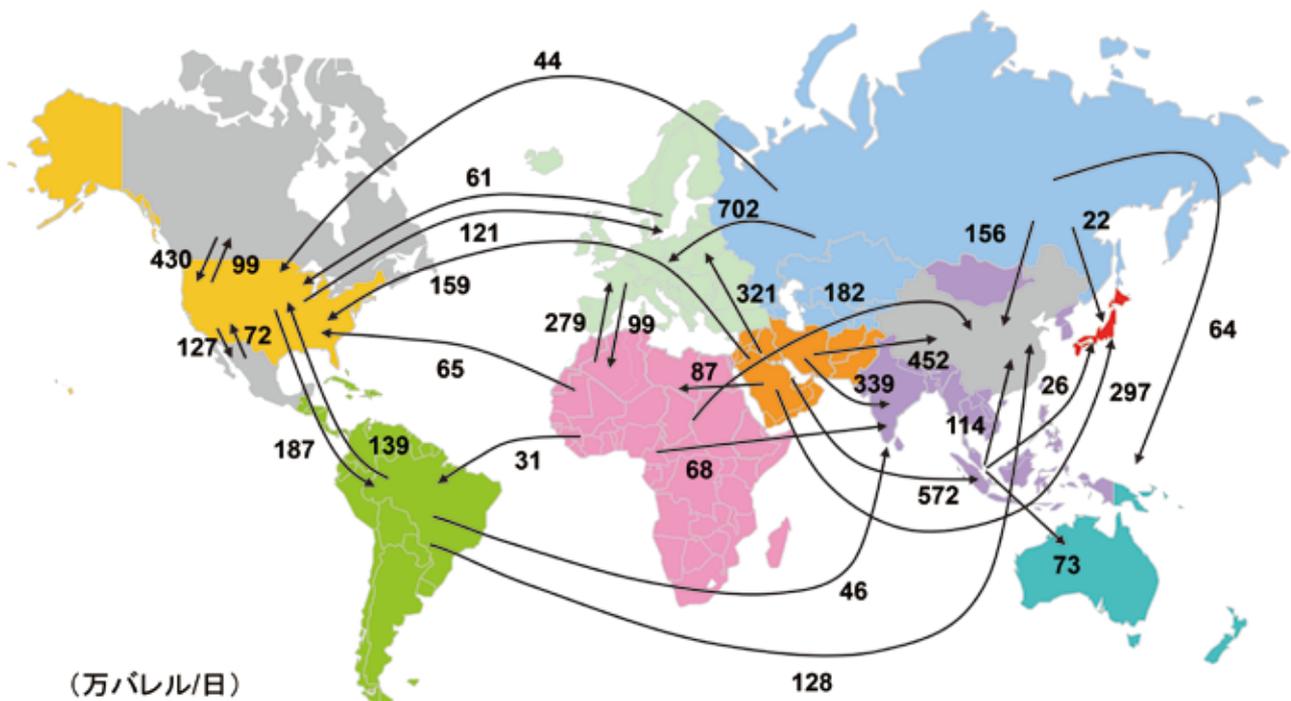
仕向地別では中東地域からの石油輸出量のうち、13%(321万バレル/日)が欧州向け、6%(159万バレル/日)が米国向け、72%(1,791万バレル/日)がアジア大洋州地域向けであり、中東地域にとって、アジア大洋州地域が最大の市場となっています(第222-1-9)。

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。

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水上の要衝をチョークポイントと呼びます。本項では、石油の輸送が非常に多い海峡やタンカーの通過に支障をきたした実績のあるホルムズ海峡、マラッカ海峡、バブ・エル・マンデブ海峡、スエズ運河の4つの要衝をチョークポイントとし、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、英国などの欧米諸国の場合、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、チョークポイントを通過せずに輸入できる原油が多いことを示しています。他方、日本を始め、中国、韓国など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222-1-9】世界の原油及び石油製品の貿易量(2018年)



(注) 上図の数値は原油及び石油製品の貿易量を表す。

出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基にBPの換算係数を使用して作成

¹ BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成。

【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	2018年
フランス	69.8	60.0	71.3
ドイツ	43.2	52.6	59.0
英国	12.7	8.5	7.7
米国	50.4	42.5	40.7
中国	141.8	149.6	155.0
日本	177.2	167.6	177.2
韓国	163.6	175.8	176.7



(注) 世界的に海上輸送ルートとして広く使われる水上の要衝をチョークポイントと呼びます。

出典：IEA「oil information 2017、2019」、中国輸入統計を基に作成

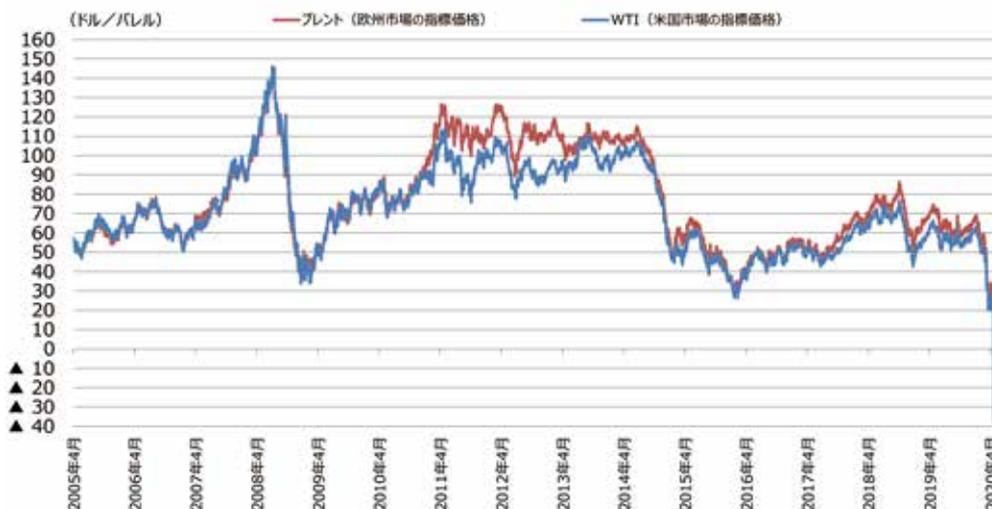
⑤原油価格の動向

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、ブレント原油で1バレル99ドルから112ドル、WTI原油で93ドルから98ドルの範囲で推移しました(第222-1-11)。

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、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懸念によって価格が急落したこともあり、OPECプラスは2019年1月より継続的に減産量の見直しを実施するなど、国際原油需給の調整役を担ったものの、徐々に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。さらに、2020年1月頃から世界に拡大した新型コロナウイルス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、2020年3月には、原油価格は約18年振りの安値水準まで下落しています。その後、4月前半にはOPECプラスの再協議が行われ、970万バレル/日という大規模の減産合意が行われました。しかし、新型コロナウイルスによる原油の需要減少の影響は大きく、原油価格は再び2020年3月と同水準まで下落しています。

【第222-1-11】国際原油価格の推移



出典：CMEチャートを基に作成

(2) ガス体エネルギー

①天然ガス

(ア) 資源の分布

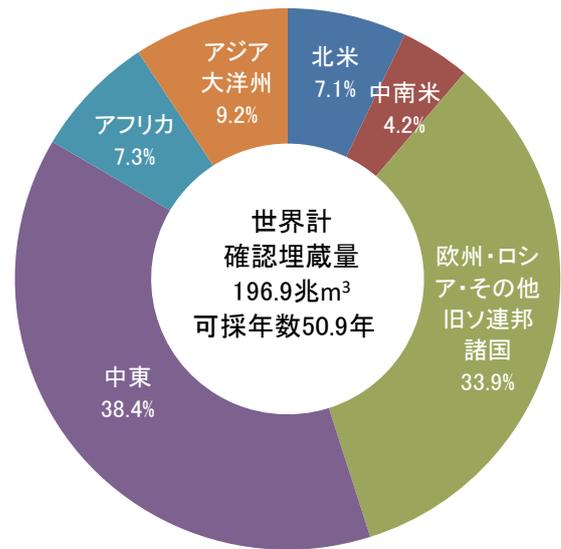
世界の天然ガスの確認埋蔵量は、2018年末で約196.9兆 m^3 でした。中東のシェアが約38.4%と高く、欧州・ロシア及びその他旧ソ連諸国が約33.9%で続きます(第222-1-12)。石油埋蔵量の分布に比べて、天然ガス埋蔵量の地域的な偏りは比較的小さいと言えます。また、天然ガスの可採年数は2018年末時点で50.9年でした。

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)。

(イ) 天然ガス生産の動向

2018年の天然ガス生産量は約3.9兆 m^3 でした。2008年から2018年までの間で、天然ガスの生産量

【第222-1-12】地域別天然ガス埋蔵量(2018年末)



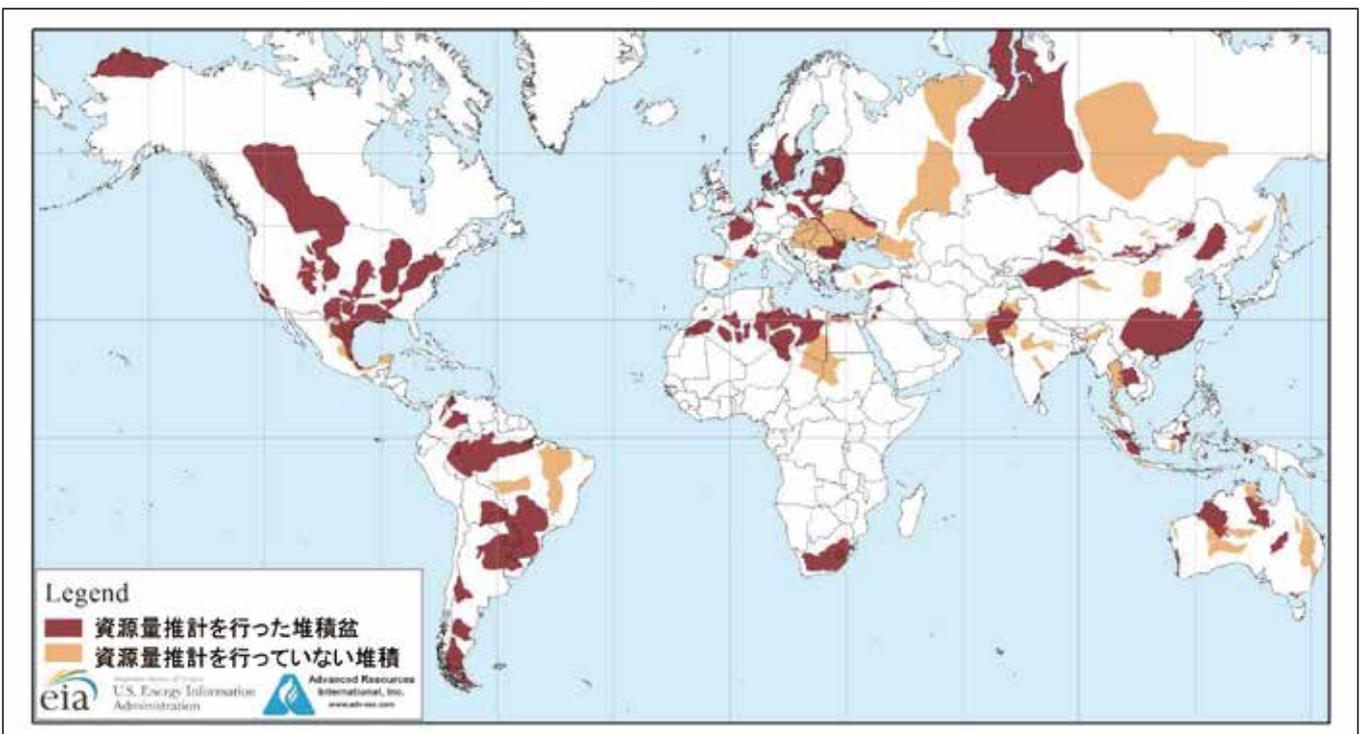
(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

の年平均伸び率は2.5%の伸びを記録しました。

地域別には、2018年時点では欧州・ロシア及び旧ソ連諸国が世界の生産量の約29%、北米が約26%を占めました(第222-1-14)。

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

【第222-1-13】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(2013年)[再掲]



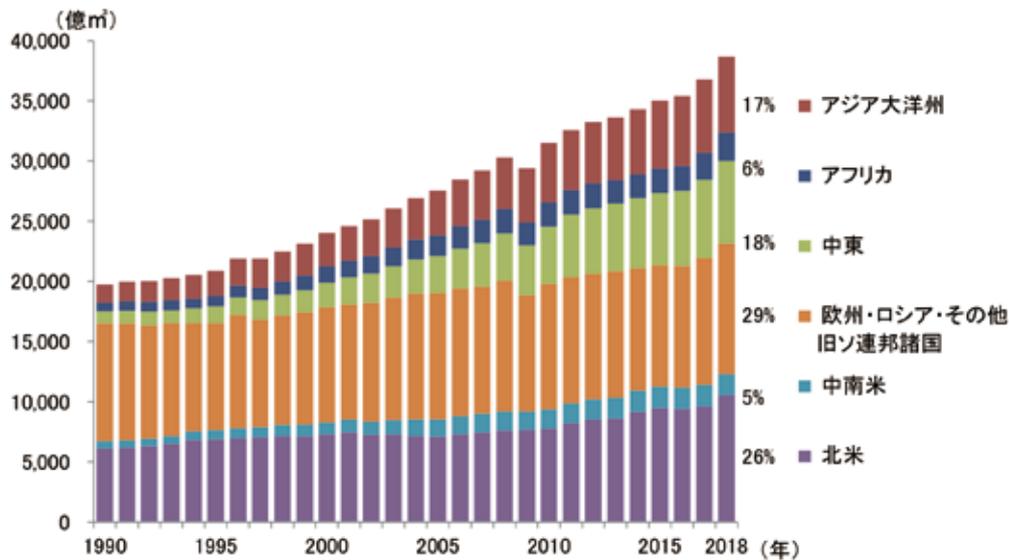
出典：EIA「Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources」(2013年6月)を基に作成

始により、LNGの供給が増加しています(第222-1-15)。原油価格の低下のため新規LNGプロジェクトの最終投資決定が低迷していましたが、原油価格の回復や堅調なLNG需要見通しによって新規プロジェクト投資も回復基調にありました。しかし、2020年1月頃から世界に拡大した新型コロナウイルス

スや、2020年3月以降の原油価格の下落の影響により、新規LNGプロジェクトへの投資が減速しています。

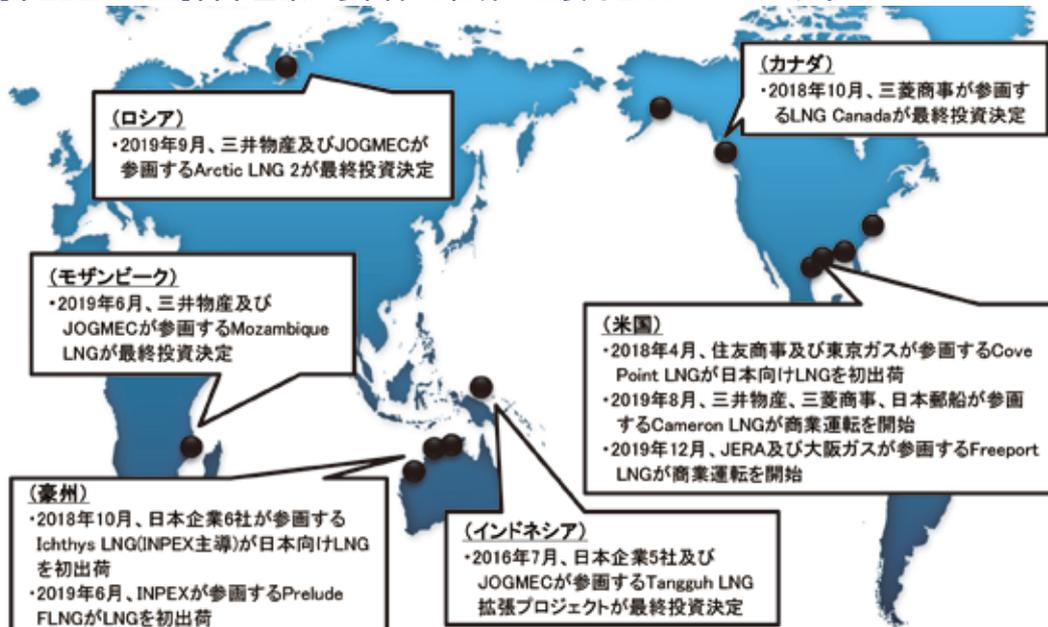
また、GTL(Gas to Liquids)²やDME(Di-Methyl Ether)³等、天然ガスの新たな利用可能性を広げる技術について研究開発が進展しており、一部では既に商業生産が行わ

【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。 出典：BPI「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

【第222-1-15】日本企業が参画する世界の主要なLNGプロジェクト

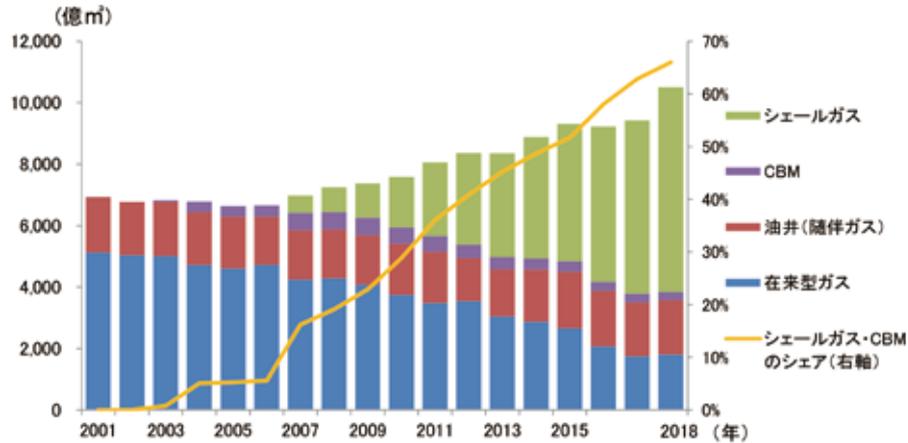


出典：各種資料を基に作成

² GTL (Gas to Liquid) とは、天然ガスを化学反応によって常温で液体の炭化水素製品に転換したものを指します。主に輸送用の燃料として用いられます。

³ DME (Di-Methyl Ether) とは、GTL同様、天然ガスを原料として生産される炭化水素製品ですが、常温では気体です。ただし、比較的低い圧力で液化するので液化石油ガス (LPガス) などと同様に扱われます。現在はスプレー用のガスとして用いられることが多いですが、今後輸送用の燃料としても用いられることが期待されています。

【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標して掘削したガス生産専用井により回収している。

出典：EIA「Natural Gas Data」を基に作成

れています。

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CBM生産量は2003年の53億m³から2008年には572億m³へと10倍以上に増加しましたが、それ以降減産し、2018年は270億m³となっています。それに対して、シェールガスの生産量は2007年から右肩上がりに急増し、2018年には6,665億m³に達しています(第222-1-16)。

(ウ)天然ガス消費の動向

天然ガス消費は北米、欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国で世界の約56%を占めました(第222-1-17)。

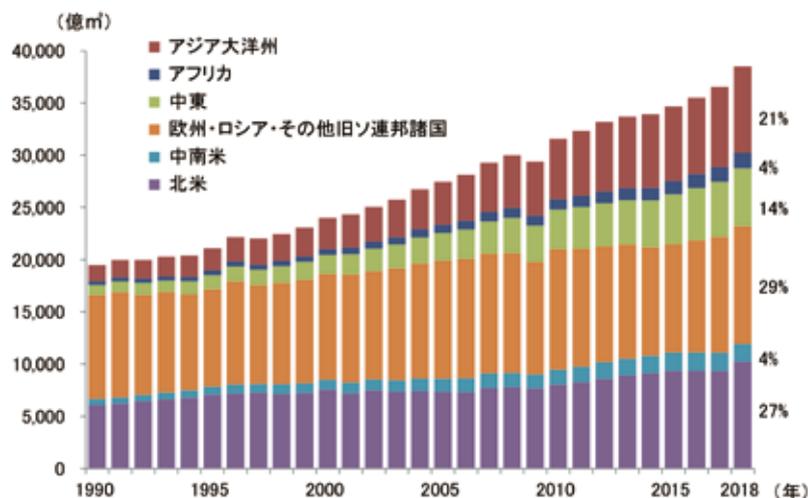
この理由としては、これらの地域内で豊富に天然ガスが生産されており、天然ガスの利用が進んでい

ること、既にパイプライン・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利用することが可能であることが挙げられます。アジアでも天然ガスの消費が急激に増加しています。

2008年から2018年の間、世界の天然ガス消費は年率2.4%で増加してきました。天然ガスはほかの化石燃料に比べて環境負荷が低いこと、コンバインドサイクル発電⁴等の技術進歩、競合燃料に対する価格競争力の向上によって近年までは利用が拡大してきました。

2017年の一次エネルギー総供給量に占める天然ガスの割合は、米国の30%、OECD欧州の25%に対して、日本もOECD欧州と同程度の23%となっています。以前は、日本の一次エネルギー供給に占める天然ガスの比率は米国や欧州と比較して低いものでした。これは、欧米では自国若しくは周辺国で天然

【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が100%にならない場合がある。

出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

4 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。

ガスが豊富に生産されるため天然ガスの利用が進んできた一方、我が国は、天然ガスのほかのエネルギーに対する競争力が十分でないためでした。しかし、東日本大震災後に停止した原子力発電の多くを天然ガス火力発電で代替したことが影響し、2010年の17%から6ポイント上昇しました(第222-1-18)。

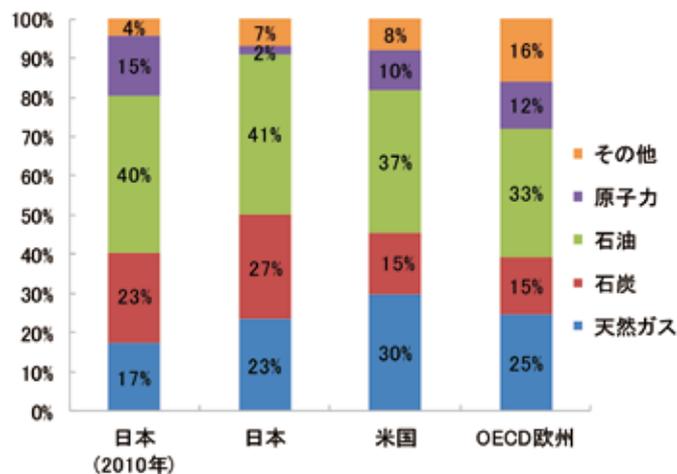
天然ガスの用途を見ても我が国と欧米とは大きな差異があります。我が国では発電用としての利用の割合が全体の70%を占めており、産業用は11%、民生・その他用は19%に過ぎません。これに対して、米国、OECD欧州では発電用としての利用の割合がそれぞれ36%、31%と日本よりも低く、その分、民生・その他用や産業用としての利用の割合が高くなっています(第222-1-19)。

このように利用形態が異なっている主な理由として

は、割高であった我が国の天然ガス輸入価格に加え、①LNG輸入という形態でしか天然ガスが導入できなかったこと、②このため、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されたという経緯があります。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我が国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。

一方、欧米では、民生用、産業用への天然ガス利用が先に進みました。米国では、2017年の発電利用が36%となっており、2010年から3ポイント上昇し、近年発電利用も増加しています(第222-1-19)。

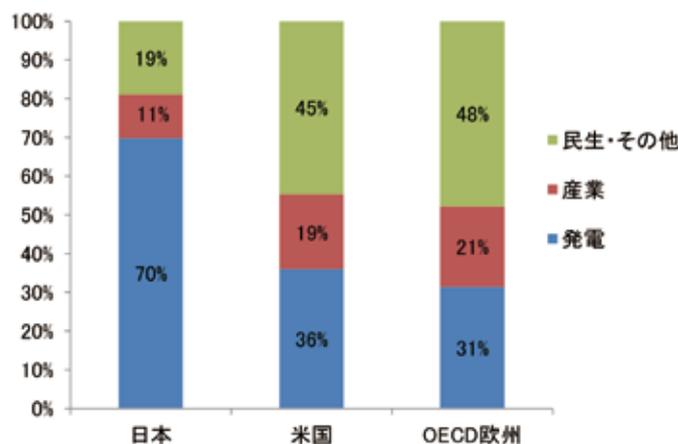
【第222-1-18】日本・米国・OECD欧州の一次エネルギー構成(2017年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

出典：IEA[World Energy Balances 2019 Edition]を基に作成

【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(2017年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

出典：IEA[World Energy Balances 2019 Edition]を基に作成

(エ)天然ガス貿易の動向

2018年の1年間で取引された天然ガスの貿易量1兆2,364億 m^3 のうち、パイプラインにより取引された量は8,054億 m^3 （貿易量全体の65%）、LNGによる取引は4,310億 m^3 （同35%）でした（第222-1-20）。

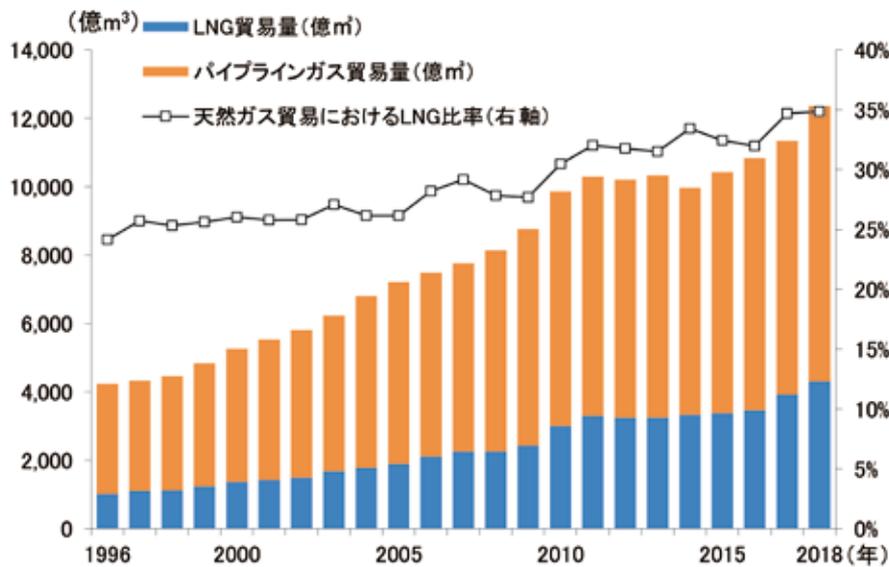
2018年の世界全体の天然ガス生産量の32.0%が生産国では消費されずに、他国へ輸出されました（第222-1-21）。天然ガスの貿易量は増加しているものの、その割合は、生産量の75.3%が輸出される石油ほどではありません。

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。輸送手段別

には、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、2018年のLNG貿易量の26%は日本向け（アジア全体で75%）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月には同国から初めてのLNGカーゴが出荷されました。

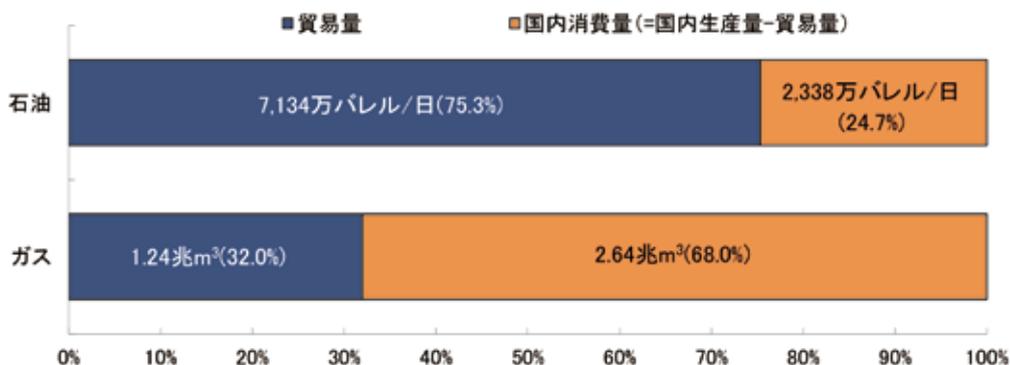
【第222-1-20】世界の輸送方式別天然ガス貿易量の推移



(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。

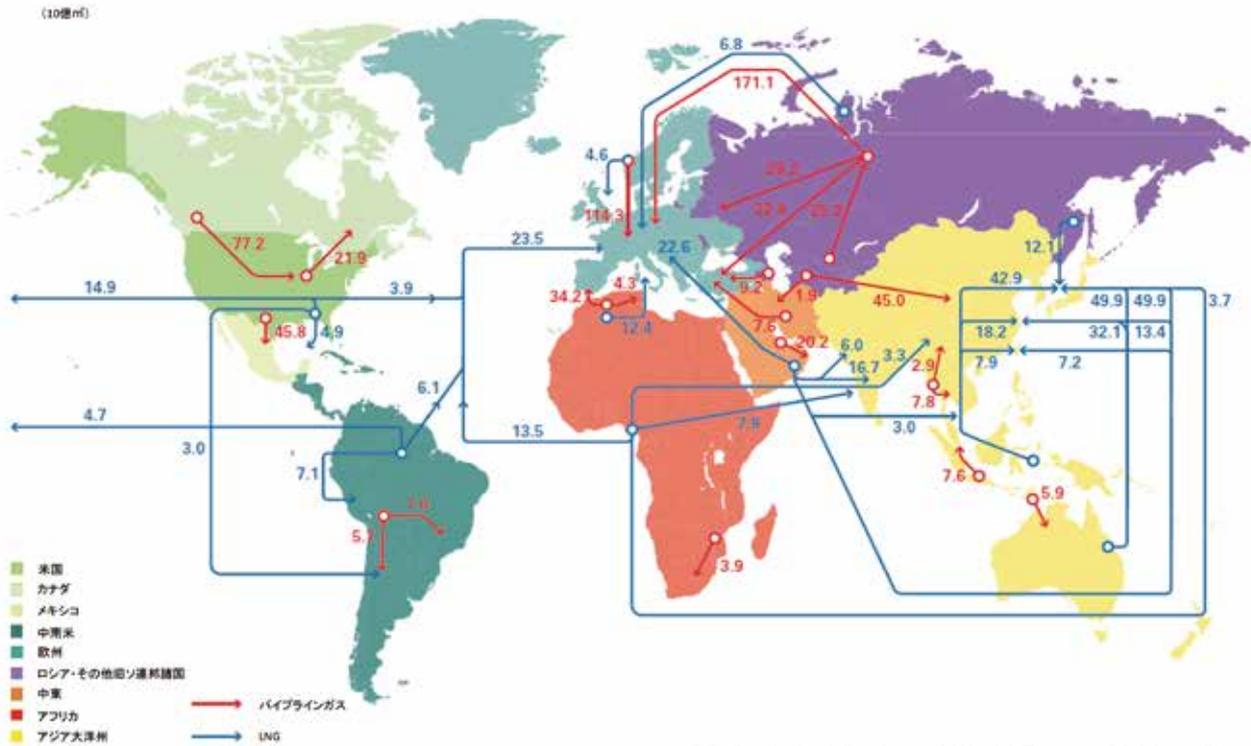
出典：BP「Statistical Review of World Energy」(各年版)を基に作成

【第222-1-21】石油、天然ガスの貿易比率(2018年)



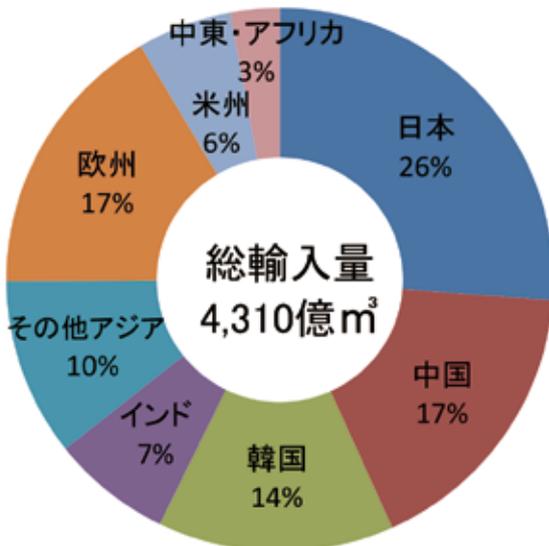
出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

【第222-1-22】世界の主な天然ガス貿易(2018年)



出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

【第222-1-23】世界のLNG輸入(2018年)



出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

(オ) 価格の動向

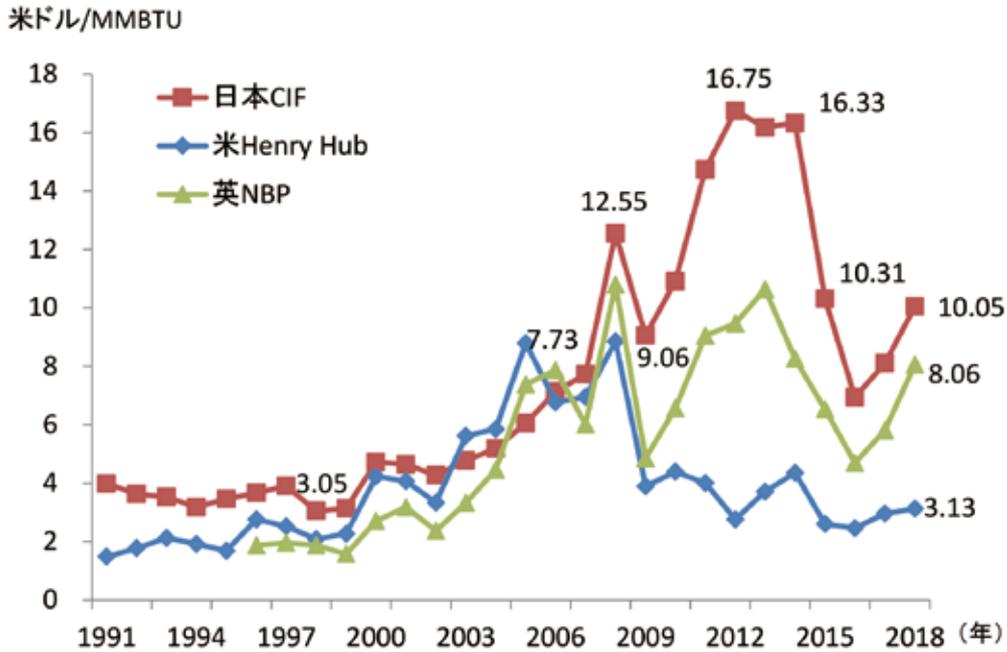
日本向けのLNG価格(CIF)⁵は、1990年代に、3～4ドル/MBTU(百万BTU⁶)で推移していました。2000～2005年は4～6ドル/MBTUで推移しましたが、その後は原油価格に連動して上昇し、2014年の半ばまで高値が続きました。2014年時点では、日本向けのLNG平均価格(CIF)は16.33ドル/MBTUとなっており、米国国内の天然ガス価格4.35ドル/MBTU(Henry Hub⁷スポット価格)やや英国内の天然ガス価格8.25ドル/MBTUと比べて割高でした(第222-1-24)。これは、アジア市場の需給がひっ迫していたこと、流動性が低かったこと、日本向けのLNG価格が原油価格の水準を参照して決められるものが多く、原油価格の影響を大きく受けたためです。その後、原油価格低下及びLNG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したが、2019年以降、北米に加えて欧州でも、天然ガス市場価格が急速に下落したことで、原油価格リンクのLNG価格との乖離が鮮明となっています。しかし、2020年3月以降の原油価格の急落により、今後、再び原油価格リンクのLNG価格との乖離が縮小することが見込まれます。

⁵ 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。

⁶ British thermal unit (英国熱量単位)のことを指す。

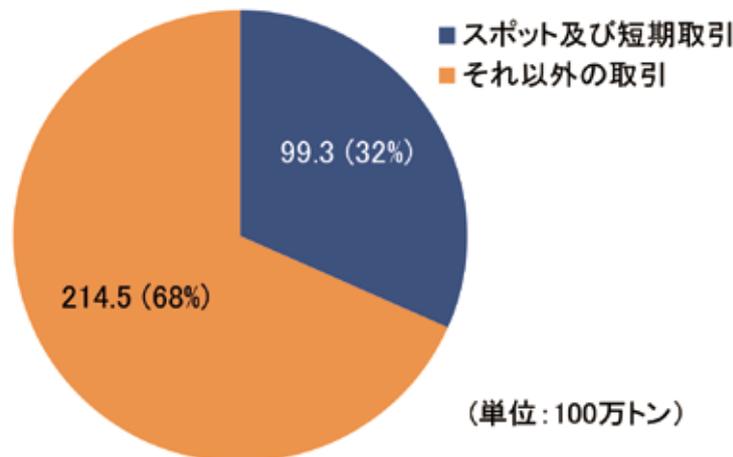
⁷ 米国国内のガス取引価格の指標となっている、ルイジアナ州にある天然ガスのパイプラインの接続地点(ハブ)の呼び名。ヘンリーハブ価格を元に日本のLNG輸入価格との比較を行う場合には、天然ガスの液化・再ガス化コストやLNG船舶輸送コスト等を考慮する必要がある。

【第222-1-24】主要価格指標の推移(1991年～2018年)



出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」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(2018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。
出典：GIIGNL「The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2019」を基に作成

なお、2018年のLNGのスポット及び短期取引の世界のLNG取引全体に占める割合は32%です(第222-1-25)。

②LPガス

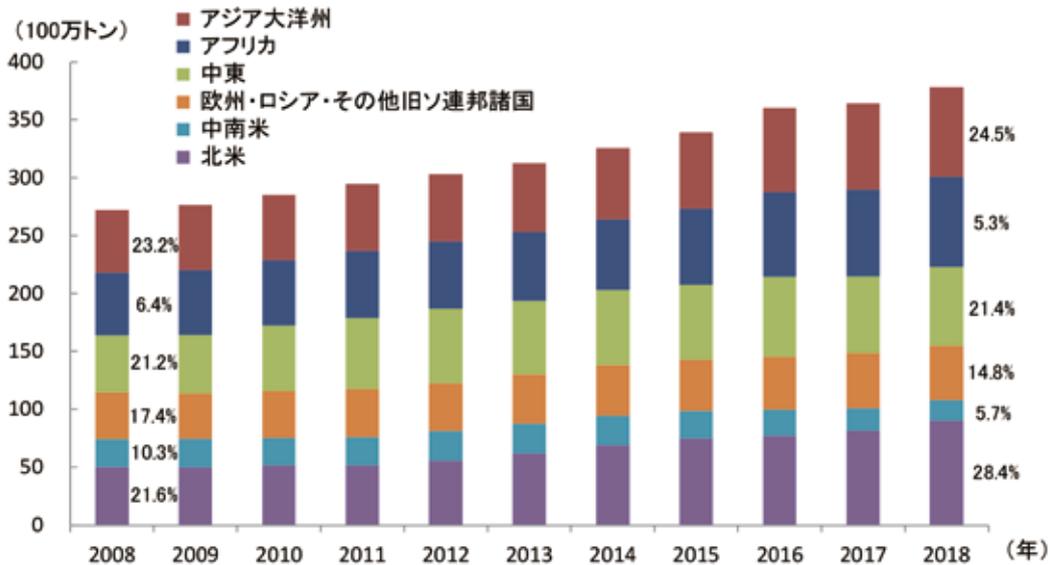
(ア)生産の動向

2017年の世界のLPガス生産量は約2.84億トンで、

2006年以降、年率2.3%のペースで増加しました。このうち、ガス田及び油田の随伴ガスから54%、製油所から46%が生産されました。

地域別に見ると、2017年アジア大洋州地域が26%と前年に引き続き最大のシェアを占めており、続いて中東地域(22.2%)、北米地域(21.4%)の順となっています(第222-1-26)。

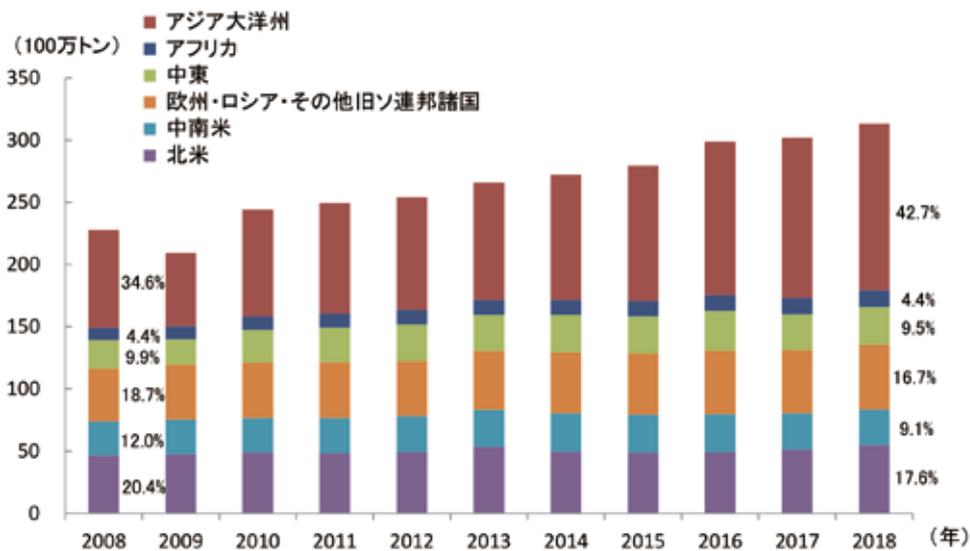
【第222-1-26】世界のLPガス地域別生産量



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

出典：Argus Media Group [Statistical Review of Global LPG 2019]を基に作成

【第222-1-27】世界のLPガス地域別消費量



出典：Argus Media Group [Statistical Review of Global LPG 2019]を基に作成

(イ)消費の動向

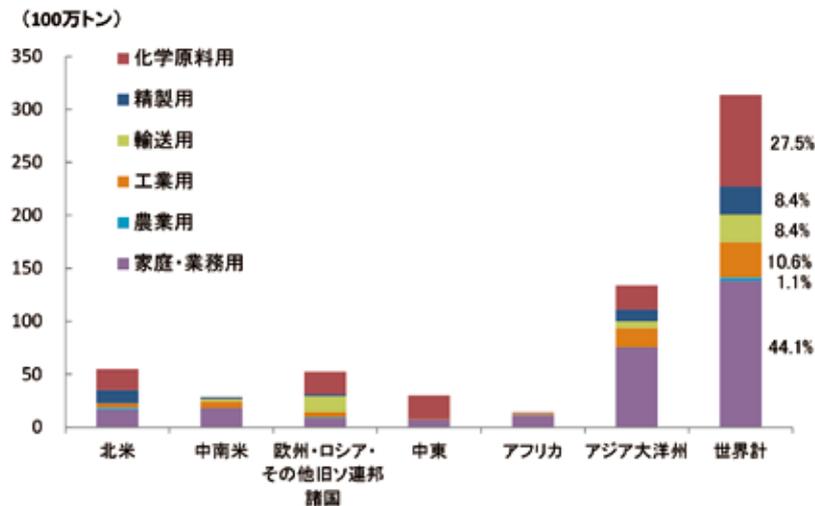
2017年の世界のLPガス消費は約2.52億トンで、2006年以降の平均年率2.1%のペースで増加してきました。

地域別に見ると、最大消費地域であるアジア大洋州地域が2006年の36.0%から、2017年には47.8%とシェアが上昇しました(第222-1-27)。

2017年の消費を用途別に見ると、家庭用が49.6%、

化学原料用が24.0%、輸送用が8.6%、工業用が8.4%、商業・公益用が6.8%、農業・林業用が1.0%となりました。さらに、これを地域別に見ると、北米地域と欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国は化学原料用のシェアが一番高く(それぞれ71.3%と41.2%)、アフリカ地域、中南米地域、アジア大洋州地域、中東地域では家庭用のシェアが最も高く(それぞれ86.7%、62.8%、60.0%、58.7%)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(2018年)



出典：Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2019」を基に作成

(ウ) 価格の動向

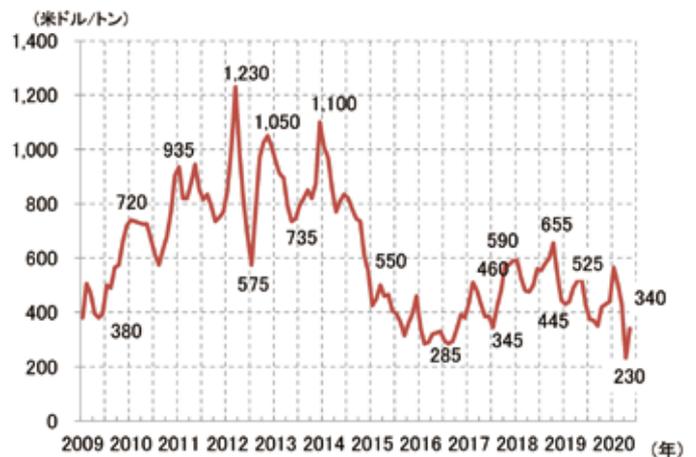
世界のLPガスの価格は、原油価格の動向に大きく影響を受けて形成されています。主要な価格を形成する市場地域としては、①米州(米国テキサス州のモント・ベルビュー市場を中核にした地域)、②欧州(北海のBP公定価格、及びアルジェリア・ソナトラック公定価格をベースにした北西欧・地中海等を中核にした地域)、③スエズ以東(サウジアラビア・アラムコの公定契約価格(CP)をベースにした中東・アジア大洋州地域を中核にした地域)の3つのゾーンに大別されています。それぞれの価格形成市場地域の価格差を埋めるように裁定取引が発生することにより、需給調整がなされています。

我が国の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、ある程度スポット市場の値動きが反映されていますが、基本的にはサウジ側から一方的に通告される価格であり、我が国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(FOB^B価格)が、サウジアラビア産(サウジアラムコCP)で380ドル/トンまで低下しました。原油価格が回復するにつれてLPガス価格も上昇し、2012年3月には1,230ドル/トン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/トン台で推移していました。しかし、2020年4月には4月以降の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により、一時的にサウジアラムコCP(プロパン)は前月(2020年3月)の約半分となる230ドル/トンに急落しました。一方、OPECとロシアなど非加盟国(OPECプラス)の協調減産合意による原油随伴により生産されるLPガスの供給減、またLPガスは家庭用燃料としての需要が大きく、他の石油製品と比較し新型コロナウイルスによる需要への影響が小さいため、2020年5月のサウジアラムコCPも340ドルに引き上げられました(第222-1-29)。

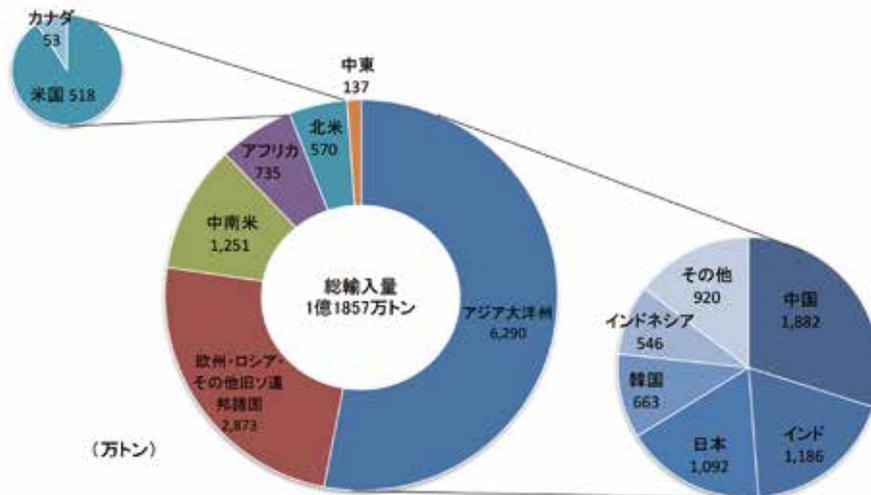
【第222-1-29】サウジアラビア産(サウジアラムコCP)プロパン価格推移



出典：石油情報センター「LPG価格の動向」を基に作成

^B Free On Board価格の略称で積地引渡し価格を指します。

【第222-1-30】世界のLPガス地域別輸入量(2018年)



出典：Argus Media Group 「Statistical Review of Global LPG 2019」を基に作成

(エ)貿易の動向

中東地域の2017年の輸出実績は5,098万トンで、2016年に引き続き最大のLPガス輸出地域でした。中東地域で最大規模の輸出国はサウジアラビア、カタール、UAEで、それぞれの輸出量は2,461万トン、903万トン、767万トンです。中東地域に続く輸出地域は、北米地域、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国で、それぞれ3,163万トン、1,918万トンとなっています。また、国別では3,148万トンを輸出した米国が世界最大輸出国です。

一方、輸入面ではアジア大洋州地域が最大の輸入地域で、2017年の輸入量は6,469万トンでした。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2,319万トンとなりました。アジア大洋州の最大の輸入国は中国で、輸入量は1,922万トン、続いてインド(1,138万トン)、我が国(1,074万トン)、韓国(636万トン)、インドネシア(546万トン)となりました(第222-1-30)。

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。

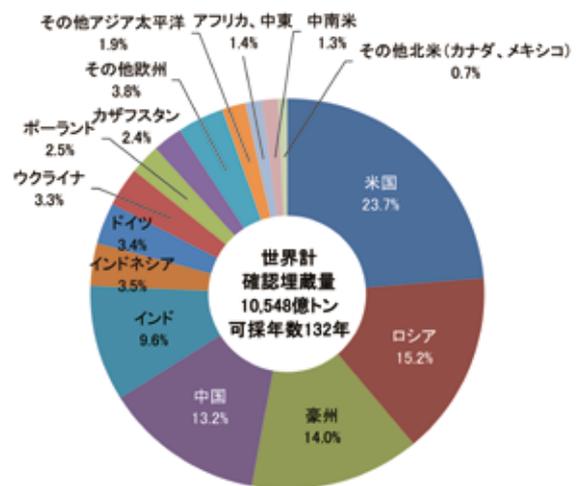
(3)石炭

①石炭の可採埋蔵量

石炭の可採埋蔵量は10,548億トンで、国別には、米国(23.7%)、ロシア(15.2%)、豪州(14.0%)、中国(13.2%)、インド(9.6%)等で多く埋蔵されています(第222-1-31)。石炭の炭種別には、瀝青炭と無煙炭が7,349億トン、亜瀝青炭と褐炭で3,199億トンです⁹。

石炭は、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特長です。また、可採年数(可採埋蔵量/年産量)が132年と石油等其他の化石燃料よりも長いのも特徴です。

【第222-1-31】世界の石炭可採埋蔵量(2018年末時点)



出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

⁹ 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石炭と呼んでいます。

②石炭生産の動向

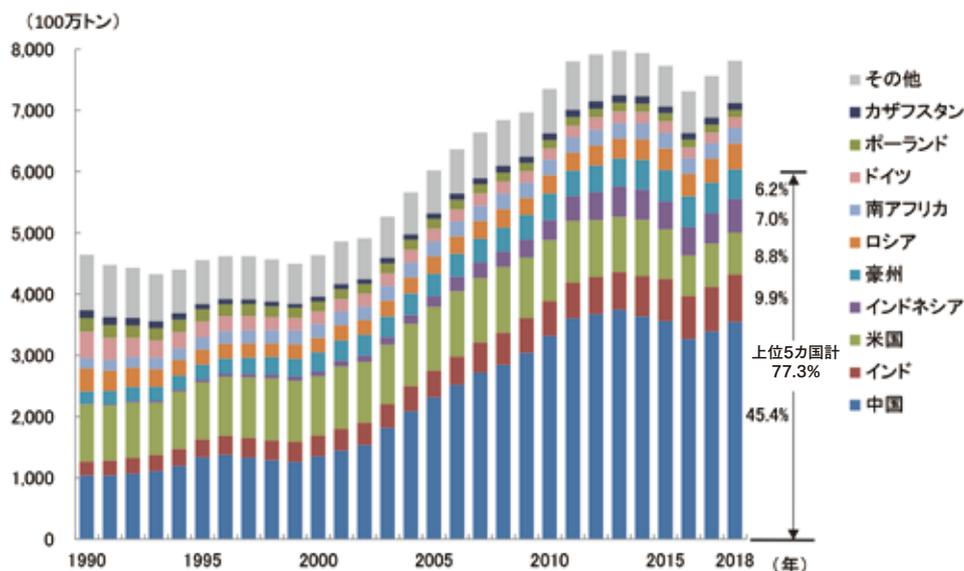
世界の石炭生産は2000年代に入り、急速な拡大を遂げました。2000年時点の生産量は46億3,837万トンでしたが、2013年には79億7,482万トンに達しました。その後、中国、欧州、北米等での石炭需要の減少に伴い石炭生産は減少し、2016年には73億1,072万トンに落ち込みました。しかし、2017年、2018年と中国の需要が増加に転じたこと等から石炭生産は増加し、2018年の石炭生産量は78億1,331万トン(見込み値、以下同じ)となりました。

2018年の石炭生産量を国別シェアで見ると、中国(45.4%)とインド(9.9%)の2か国で世界の生産量の半数以上となる55.3%を占めました。さらに、米国、インドネシア、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77.3%でした。また、2018年における石炭生産量の上位10か国(上述の5か国のほか、ロシア、南アフリカ、ドイツ、ポーランド、カザフスタンを加える)の生産シェアは91.1%となっています。うち、2000年時点と2018年を比較して石炭生産量が減少しているのは米国、ドイツ、ポーランドの3か国で、ほかの7か国では増加しました(第222-1-32)。米国の生産量の減少は、環境対策や、シェールガスの生産増加により天然ガス価格が低下し、その結果、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、ドイツ、ポーランドの生産量の減少は、国内消費が減少傾向にあるのに加え、国内炭より価格の安い輸入炭が増加傾向にあるためです。

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。2013年から2016年までは経済の減速と産業構造の調整などにより減少となりましたが、2017年(対前年比3.9%増)、2018年(同4.5%増)と再び増加に転じました。第2位のインドでは、国内需要の拡大に伴い生産量は年々増加しています。石炭輸出国である豪州では、アジアを中心とした輸出の拡大に伴い生産量は増加していましたが、2016年以降は輸出需要の停滞と国内消費の減少から微減で推移しています。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は増加してきました。2015年から2016年にかけては、中国、インド向けの輸出量の減少により、生産量が伸び悩みましたが、2017年以降は再び増加しています。

2018年の世界の石炭生産量78億1,331万トンのうち76.5%に相当する59億7,682万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も2000年代に入り生産量が倍増していますが、2018年の原料炭生産量は総生産量の約13.2%に相当する10億3,330万トンでした。熱量が低く、生産地での発電燃料など用途の限られる褐炭生産量は、2000年以降8億トン台で推移しています(第222-1-33)。

【第222-1-32】世界の石炭生産量の推移(国別)



(注) 2018年データは見込み値。

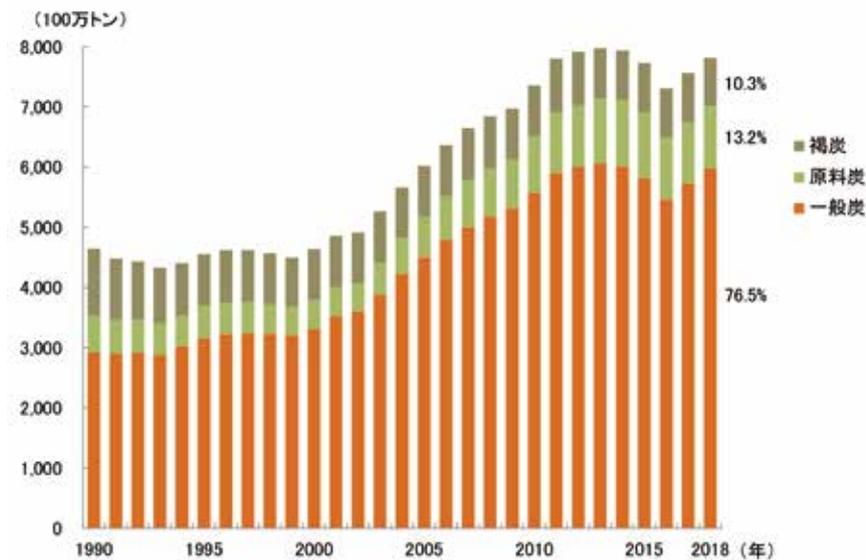
出典：IEA「Coal Information 2019」を基に作成

③石炭消費の動向

2018年の世界の石炭消費量は77億2,116万トンと推計されており、対前年比1.1%増となりました。2018年の石炭消費の国別シェアを見ると、中国の消費量は総消費量の48.5%に相当する37億4,515万トンと、中国だけで世界合計のほぼ半分を消費しています。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(対前年比1.1%増)、2018年(同1.0%増)と再び増加しました。また、中国とインド(総消費量の12.8%)の2か国で世界の石炭消費量の61.3%を占め、これらに米国、ロシア、ドイツを加えた上位5か国で世界の75.0%を消費しました。我が国の2018年の石炭消費量は1億8,604万トンで、世界第7位ですが、全体に占める割合は2.4%となっています(第222-1-34)。

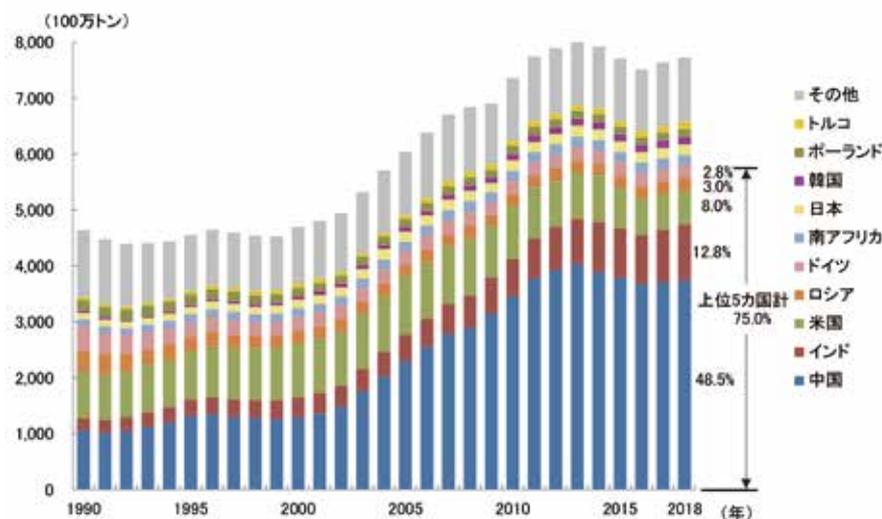
【第222-1-33】世界の石炭生産量の推移(炭種別)



(注) 2018年データは見込み値。

出典：IEA「Coal Information 2019」を基に作成

【第222-1-34】世界の石炭消費量の推移(国別)

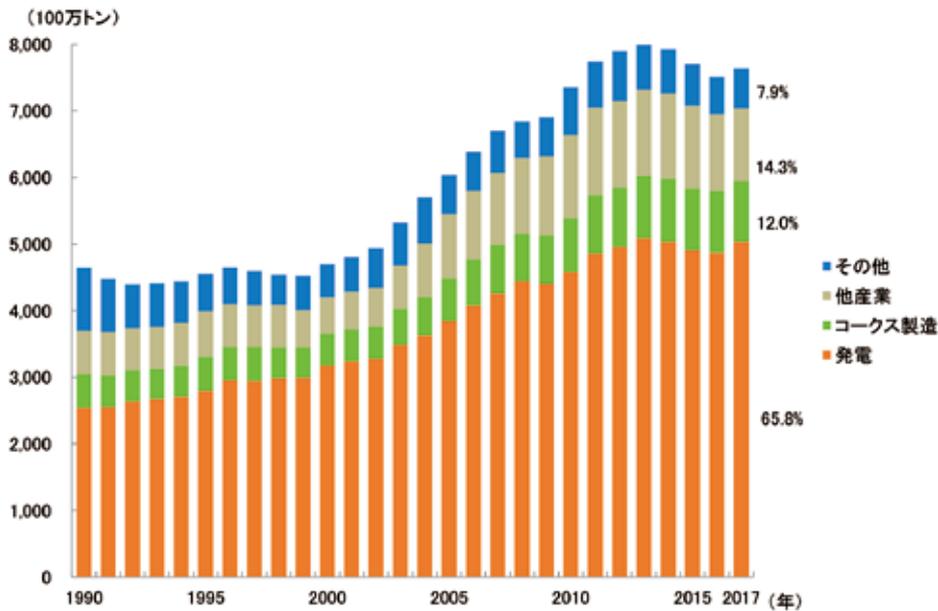


(注1) 2018年データは見込み値。

(注2) 端数処理の関係で集計値と積上値に差異がある。

出典：IEA「Coal Information 2019」を基に作成

【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IEAの統計誤差を含む。(注2)用途別の内訳は2017年が最新の値。
出典：IEA「World Energy Statistics 2019」を基に作成

2017年の世界の石炭消費量を用途別に見ると、発電用に65.8%、鉄鋼生産に用いるコークス製造用に12.0%、製紙・パルプや窯業を始めとする産業用に14.3%が消費されました(第222-1-35)。

石炭を利用する場合においては、地球温暖化対策の観点から、高効率化の技術開発を進めるとともに、またこの技術を電力需要が急増する新興国等を中心に広く普及させるといった対策が併せて求められています。

④石炭貿易の動向

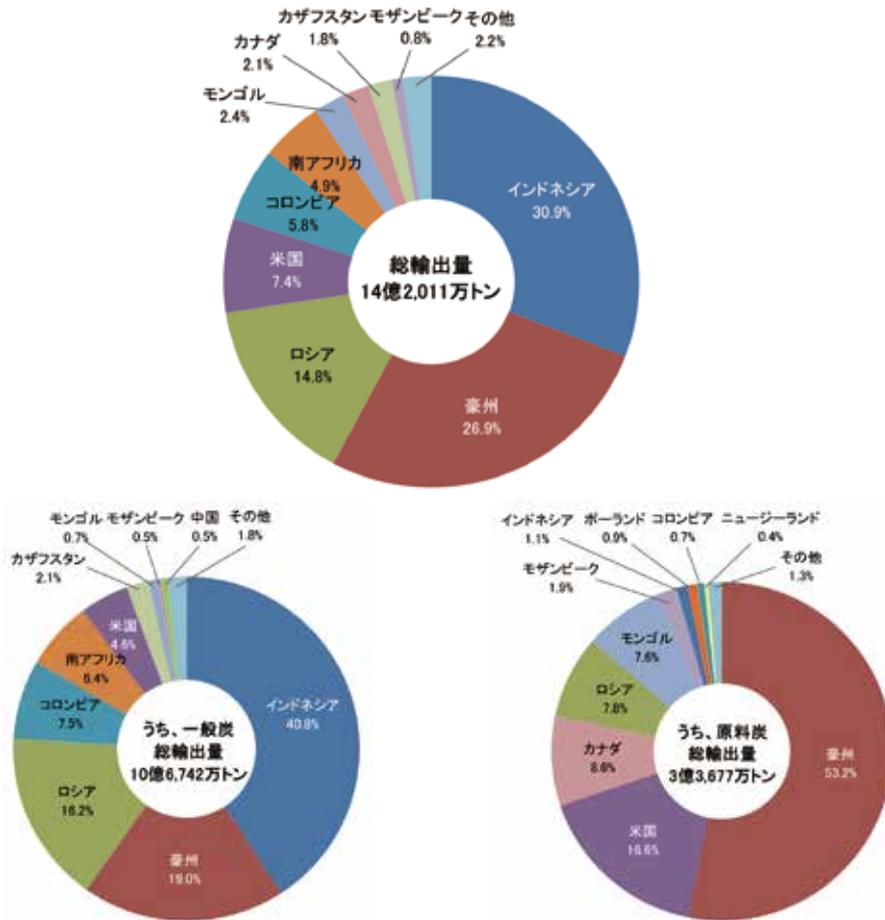
2018年の世界の石炭輸出量は14億2,011万トンと推計されています。インドネシアが世界最大の輸出量となっており(4億3,896万トン)、全体の30.9%を占めました。インドネシアは2011年に豪州を抜き世界最大の輸出国になりました。第2位の豪州は世界の輸出量の26.9%を占め、次いでロシアが14.8%と続き、以下、米国、コロンビア、南アフリカの順となりました。これら上位6か国で世界の石炭輸出量の90.7%を占めました(第222-1-36)。中国は2001年に豪州に次ぐ世界第2位の輸出国になりましたが、国内消費の

急拡大により2004年以降は輸出量が急減し、2018年の輸出量は596万トン(世界第11位)となっています。

一般炭と原料炭の別に見ると、2018年の一般炭輸出量は10億6,742万トン、原料炭輸出量は3億3,677万トンと推計されています。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40.8%を占め、次いで豪州が19.0%、ロシアが16.2%、コロンビアが7.5%、南アフリカが6.4%と続き、これら5か国で全体の89.9%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53.2%を占め、次いで米国16.6%、カナダ8.6%、ロシア7.8%、モンゴル7.6%と続き、これら5か国で全体の93.8%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、また中国や韓国など東アジアに地理的に近いこと、発熱量は低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、高品質の石炭が豊富に賦存すること、石炭の生産地が積出港の近くに

【第222-1-36】世界の石炭輸出量(2018年見込み)



(注) 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。
 出典：IEA「Coal Information 2019」を基に作成

あること、鉄道や石炭ターミナルのインフラがほかの輸出国と比較して整備されていることが挙げられます。

一方、2018年の世界の石炭輸入量は14億2,397万トンと推計されています。中国の輸入量が2億9,542万トンと世界最大(シェアは20.7%)、次いでインドが2億4,019万トン(同16.9%)と推計されています。我が国の輸入量は1億8,506万トン(同13.0%)で、世界第3位の輸入国となっています。以下、韓国1億4,200万トン(10.0%)、台湾6,651万トン(4.7%)と続き、これら5か国で全体の65.3%を占めました(第222-1-37)。

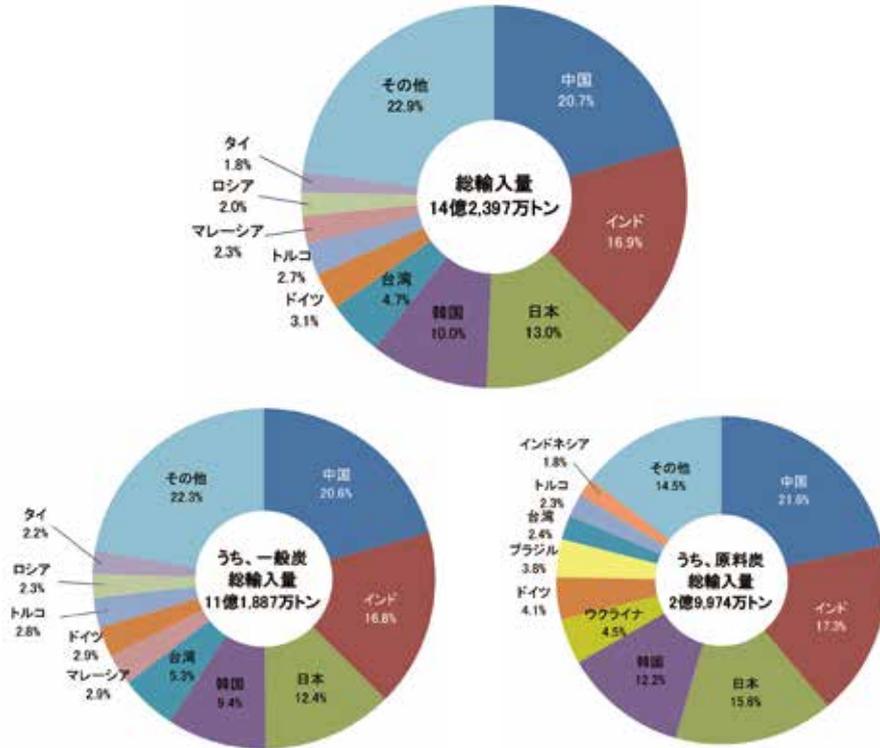
長年に亘り世界第1位の石炭輸入国は日本でしたが、中国、インド等アジア諸国では電力需要の増加に伴い石炭火力発電所での石炭消費が増加し、石炭輸入量が増加しています。中国の石炭輸入量は、2009

年に1億トンを超え、2011年には2億トン超、2013年には3億トン超と、急激に拡大し、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。

一般炭と原料炭の別に2018年の輸入国を見ると、一般炭は中国が最大の輸入国で、以下、インド、日本、韓国、台湾と続きました。原料炭も、中国が最大の輸入国で、以下、インド、日本、韓国、ウクライナの順となりました。

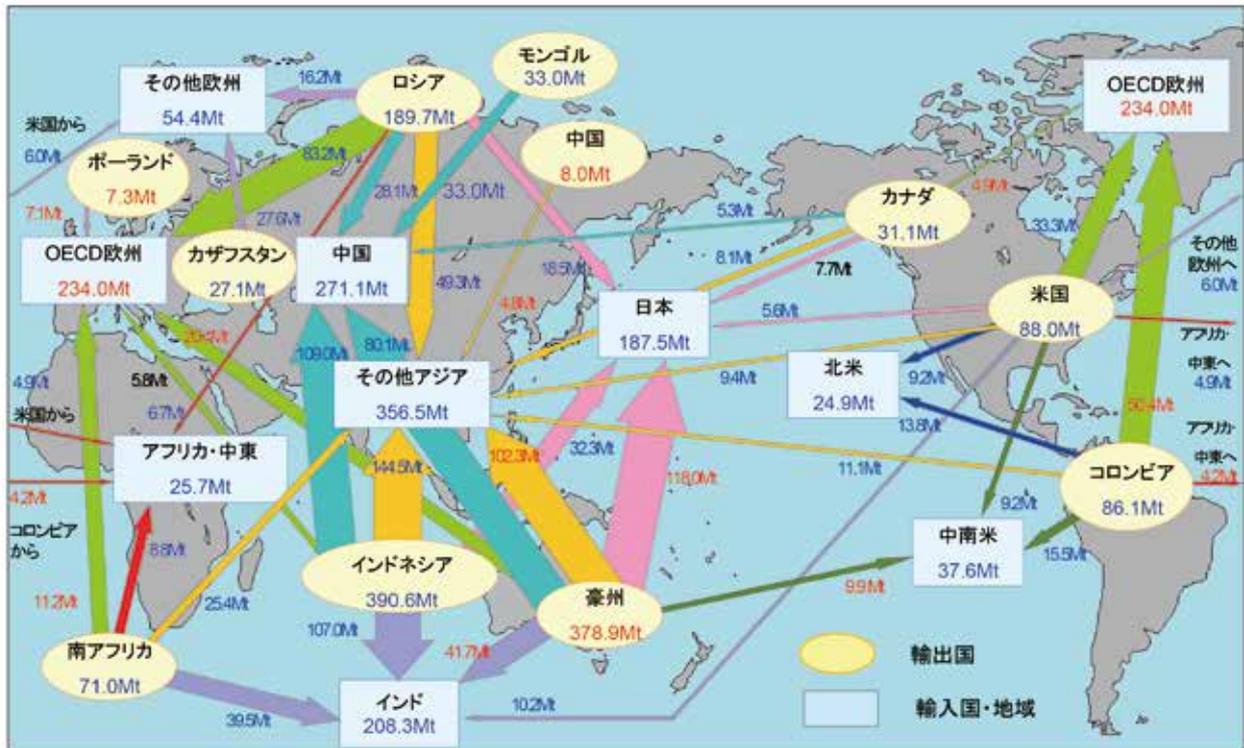
2017年の世界の主な石炭貿易フロー(褐炭を除く)を見ると、石炭貿易の流れは、中国、インド及び日本を中心とするアジア地域と欧州地域の二つに大きく分かれています。近年はアジア市場の規模が大きくなっています(第222-1-38)。

【第222-1-37】世界の石炭輸入量(2018年見込み)



(注) 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。
 出典：IEA「Coal Information 2019」を基に作成

【第222-1-38】世界の主な石炭貿易(2017年見込み)



(注) 褐炭を除く。400万トン未満のフローは記載しておらず、青字は対前年比増、赤字は対前年比減、黒字は増減なしを示している。
 輸入側の「北米」には、メキシコを含む。

出典：IEA「Coal Information 2018」を基に作成

⑤石炭価格の推移

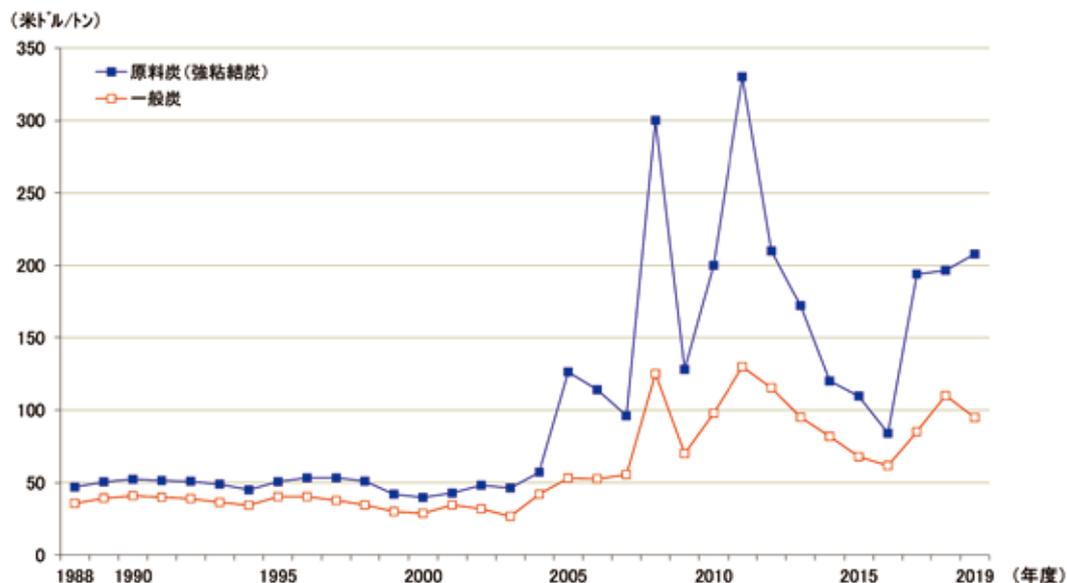
石炭価格は長期に亘り安定的に推移していましたが、2000年代半ば頃から変動が目立つようになりました。日本の電力向け豪州産一般炭(長期契約ベース)輸入価格は、世界の石炭需給を反映した市場価格(スポット価格)の動向を勘案し決定されます。我が国の豪州産一般炭輸入価格(年度初め改訂価格)を見ると、2000年代後半頃からアジアを中心とする新興国の電力需要の伸びや、生産国における気象の影響等による供給障害等の需給バランスを背景に上昇し、2011年度には130米ドル/トン(以下、「ドル」と表示する。)に迫る高値を記録しました(第222-1-39)。しかし、輸出で供給力の拡大が進んできた一方で需要が鈍化したことから供給過剰となり、2016年度まで一般炭の輸入価格の低下が続きました。その後中国の一般炭輸入が増加に転じスポット価格が上昇、これに伴い我が国の一般炭輸入価格も2017年度に85ドルまで上昇し、さらに2018年度は110ドルと史上3番目に高い価格となりました。2019年度は需給が緩んできていることを背景に95ドルに低下しました。

従来、日本の電力向け一般炭は長期契約ベースとなっており、輸入価格の改定は、日本の会計年度に合わせて4月を契約開始月として1年間の固定価格契約(複数年契約では2年目以降4月に価格の改定を実施)とされていました。しかし、2000年頃からサプ

イヤー、ユーザー双方がスポット価格との乖離を軽減するために、契約開始月を4月以外に、7月、10月、1月といったようにずらす契約(期ずれ契約)を行うようになりました。さらに近年では、1年間の固定価格のみならず市場連動価格を盛り込むようになってきました。また取引ごとに価格を決めるスポット契約の数量も増えてきています。なお、電力用以外の一般炭の取引では、従来から年度契約あるいは取引ごとに価格を取り決めるスポット契約が一般的でしたが、年度契約では電力向けと同様に期ずれ契約も行われています。

一方、豪州産原料炭(長期契約ベース輸入価格も世界的な石炭需給のひっ迫や、豪州での豪雨の影響等を受け、2000年代後半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)輸入価格(年度初め改訂価格)は、2009年度に世界同時不況の影響を受けて大幅に下落した後、2011年度には、需要が増加する中、供給側では豪州(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330ドルと最高値となりました。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2012年から2015年まで価格の下落が続きました。しかし、一般炭と同じく、2016年に入り中国の原料炭輸入が増加に転じたこと等からスポット価格が上昇し、2017

【第222-1-39】我が国の石炭輸入価格の推移



(注) オーストラリア産日本向け長期契約ベースのFOB価格。図は年度始(各年4月)の改訂価格を示している。

原料炭(強粘結炭): グニエラ炭・ピークダウン炭などのトップクラスの強粘結炭の契約価格。

一般炭: 1997年度までがベンチマーク価格、1998～2002年度が参考価格、2003年度が東北電力(株)の長

契更新価格、2004年度以降は電力各社の契約更新価格。

出典: 2005年度まではBarlow Jonker(現IHS)「Coal 2005」、2006年度以降は各種情報を基に作成

年度の原料炭輸入価格は194ドルに高騰しました。その後も、需要が堅調であったこと供給サイドでトラブル(炭鉱事故や輸送制約等)があったこと等を背景に、原料炭輸入価格は2018年度197ドル、2019年度208ドルと上昇しました(第222-1-39)。

従来、日本の需要家向け原料炭は、長期契約ベースの年度固定価格でしたが、2010年度からは豪州の生産者の要望から、四半期固定価格に見直されました。さらに、2017年4月から一部の原料炭が市場連動価格となりました。例えば4-6月の原料炭価格は、3-5月のスポット価格の平均値となります。

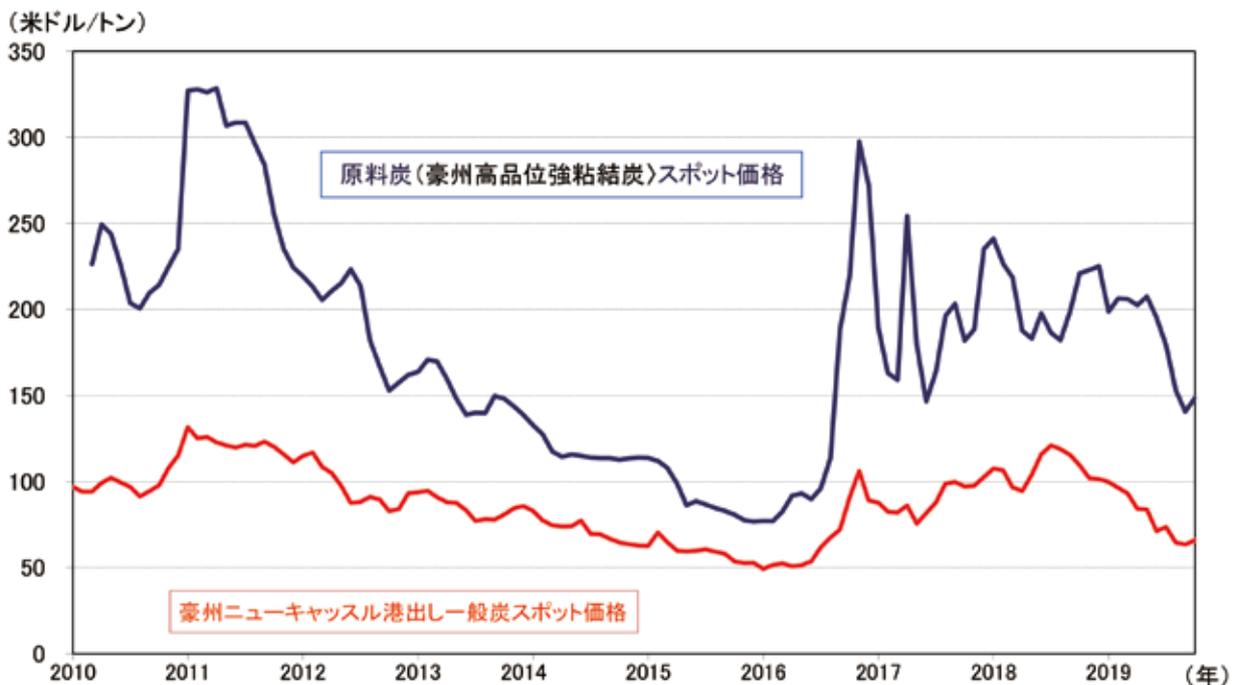
近年、石炭のスポット価格は大きく変動しています。一般炭スポット価格(豪州のニューキャッスル港出し一般炭価格(月平均))は2016年初めに50ドルを割り込みましたが、その後上昇し、同年末頃には一時的に110ドルまで高騰しました。この高騰の主な要因は中国の需要が増加に転じると同時に、中国の国内生産については政策的に抑制した(炭鉱の操業日数を減じた)こと等により国内需給がタイトになり、輸入量が増加したためです。一方供給側では、長引いた価格低迷による不採算炭鉱の閉山や休山が進み供給力の調整が進んでいたことがあります。その後は中国の生産調整が緩和されたこと等から80ドル前

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、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、スポット価格は下落し、2019年8月以降60ドル台半ばで推移しています(第222-1-40)。

原料炭(豪州出し高品位強粘結炭)スポット価格は、2015年11月に80ドルを割り込み数か月推移しましたが、一般炭と同様の要因により、2016年終わり頃には300ドル近くまで急騰しました。2017年に入り一時は140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上昇に転じ、2018年後半には220ドル台で推移しました。しかし、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、原料炭スポット価格は2019年11月には140ドルを割り込む水準となっています。

石炭(一般炭)の価格とほかの化石燃料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分かります(第222-1-41)。

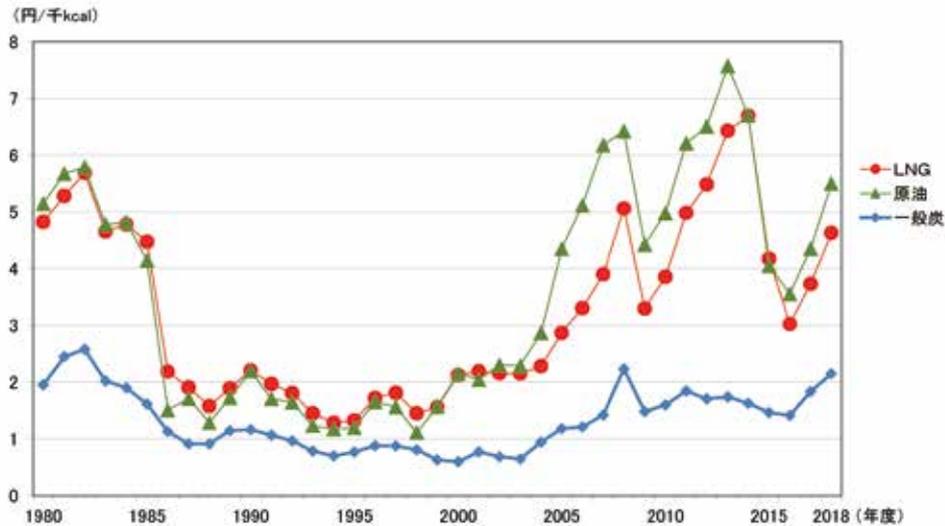
【第222-1-40】スポット価格の推移



(注)一般炭スポット価格:IHSが集計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(NEX Spot Index)の月平均。原料炭スポット価格:IHSが集計する豪州高品位強粘結炭スポットFOB価格の月平均

出典:IHS「Australian Coal Report」等を基に作成

【第222-1-41】化石燃料の単位熱量当たりCIF価格



出典：(一財)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

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年度以降はその価格差が縮小しました。しかし、1999年度以降再び価格差は増大し、石炭の優位性が増してきました。2004年度以降、原油価格の上昇に合わせてほかの化石燃料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、石炭の上昇幅はほかの化石燃料よりも小さいものでした。2012年度以降は上述したように石炭価格が下落していることから発熱量当たりのCIF価格は下落傾向にあります。2015年度以降、原油及びLNG価格が大きく下がり、2017年度、2018年度はいずれの化石燃料価格も上昇しましたが、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。

2. 非化石エネルギーの動向

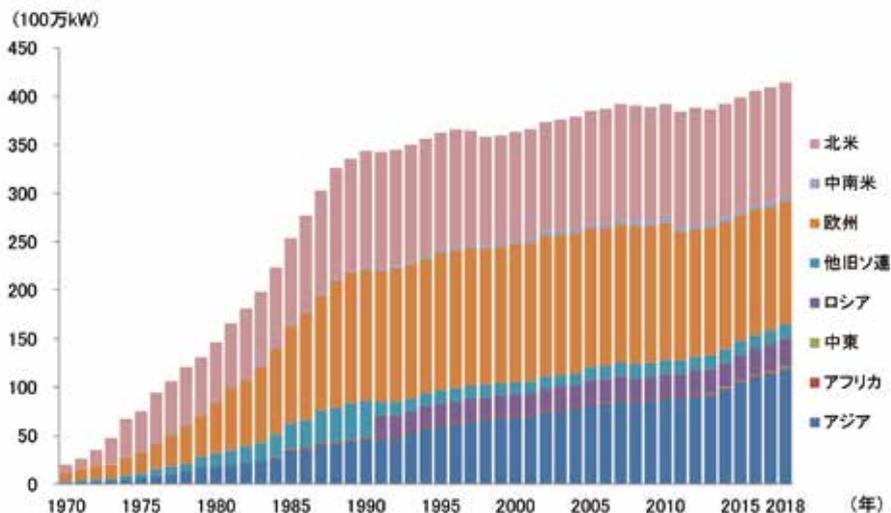
(1) 原子力

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、二度の石油ショック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)。

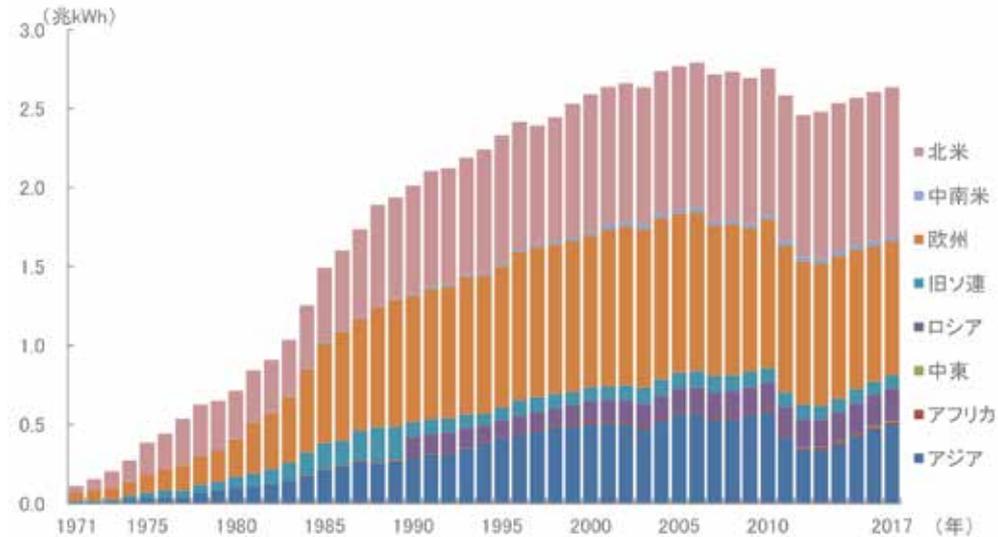
しかし、化石燃料資源の獲得を巡る国際競争の緩和や地球温暖化対策のため、特にアジア地域では、原子力発電設備容量が着実に増加してきました。2011年3月に発生した東京電力福島第一原子力発電所事故を受けて日本の原子力発電電力量が減ったため、アジア地域の原子力発電電力量は減少しました

【第222-2-1】原子力発電設備容量(運転中)の推移



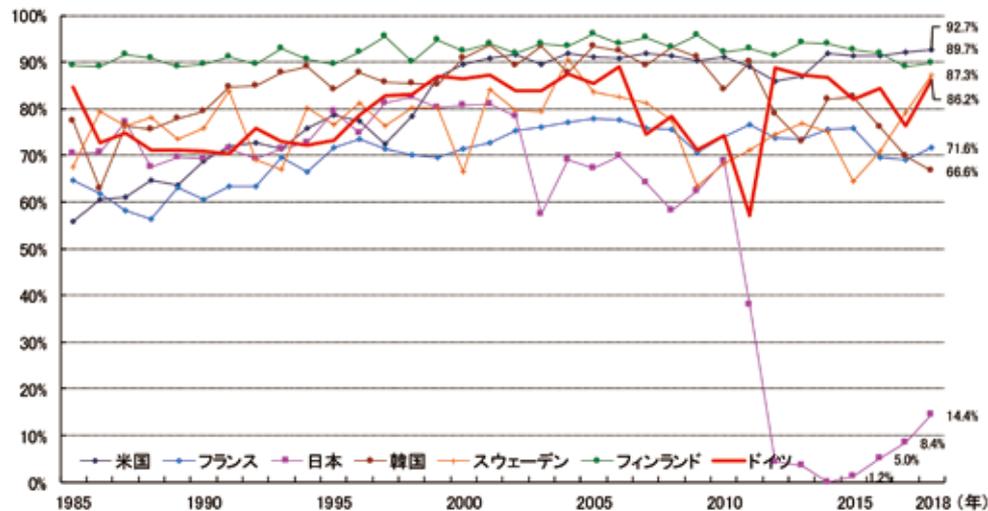
出典：日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2019年版」を基に作成

【第222-2-2】世界の原子力発電電力量の推移(地域別)



出典：IEA [World Energy Balances 2019 Edition] を基に作成

【第222-2-3】世界主要原子力発電国における設備利用率の推移



出典：IAEA [Power Reactor Information System (PRIS)] を基に作成

が、2014年に再び増加に転じました(第222-2-2)。

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、近年では設備利用率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、2020年3月までに9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若しくは増設の検討が進められています。

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	98	10,306	841	93	19
フランス	58	6,588	413	72	72
中国	44	4,464	294	74	4
日本	38	3,804	65	14	6
ロシア	32	2,906	205	80	18
韓国	24	2,270	134	67	23
カナダ	19	1,452	101	80	15
ウクライナ	15	1,382	86	72	55
英国	15	1,036	65	76	20
ドイツ	7	1,001	76	86	12
スウェーデン	8	862	66	87	41
スペイン	7	740	56	86	20
インド	22	678	38	65	3
ベルギー	7	620	29	53	39
台湾	5	468	22	50	8

(注) 基数・発電能力は2019年1月1日時点。発電量・設備利用率は2018年時点(年ベース)。

(注) 発電電力量構成比率は2018年時点(ウクライナ、インド、台湾は2017年時点)。

出典：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2019年版」を基に作成、発電量・設備利用率はIAEA「Power Reactor Information System (PRIS)」を基に作成、発電電力量構成比率はIEA「World Energy Balance 2019年版」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98基(合計出力1億306万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約20%を賄っています(2018年)。また、平均設備利用率は93%(2018年)と順調な運転を続けてきました。2019年10月時点で90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、3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、認可を受ければ80年運転が可能となりました。フロリダ・パワー & ライト社のターキーポイント3、4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」に基づいて、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。そのようなインセンティブ措置の導入を受け、原子力発電所の新規建設に向けて、2007年から2019年現在に至るまで18件の建設・運転一体認可(COL)申請がNRCに提出されました(認可8件、審査一時停止2件、申請取下げ8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、トランプ大統領が議会に提出した2018年会計年度、2019年会計年度各々の予算教書において、オバマ前政権が打ち切ったユッカマウンテンにおける使用済燃料の深地層処分場建設計画の許認可審査活動の再開及び中間貯蔵

プログラムの開始について新たに予算措置を提案したほか、2017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号機、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。

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等の要因を含む経済性の観点から、原子力発電所の閉鎖も発表されています。2012年から2019年までの8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ォ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号機、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、オマハ電力公社のフォートカルフォン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号機が閉鎖されたほか、エンタジー社のピルグリム1号機、パリセード原子力発電所、インディアンポイント2号機、3号機、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号機、2号機、エクセロン社のスリーマイルアイランド1号機、ファーストエナジー社のデービスベッセ1号機、ペリー1号機、ビーバーバレイ1号機、2号機についても、経済性の観点から閉鎖が決定されています。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号機、4号機及びV.C.サマー発電所2号機、3号機の建設工事を請け負うウエ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を鑑み、温室効果ガス削減や雇用など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、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」、2017年10月にコネチカット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、オハイオ州で同様の法案が成立しています。

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)」プログラムを中心に、連邦政府が新型炉開発支援を積極的に行っています。2018年以降、米国議会でも新型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。

(イ) 欧州

(i) 英国

英国では、15基の原子力発電所が運転中で、発電電力量の約20%を賄っています(2018年)。2007年7月、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につき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)と中国広核集団有限公司(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、2017年3月、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。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ました。2020年1月現在、英国内ではEDFエナジー社のヒンクリー・ポイントC発電所、サイズウェルC発電所、中国広核集団有限公司(CGN)のブラッドウェルB発電所の新設計画が進められています。

2017年11月に発表された「Industrial Strategy」を受け、2018年6月、英国政府は「Nuclear Sector Deal」を公表しました。先進的モジュール炉の研究開発、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。

(ii) フランス

フランスは、原子力発電所の基数が58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、発電電力量の約72%を賄っています(2018年)。発電設備が国内需要を上回っているという状況から、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、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。東京電力福島第一原子力発電所事故後の2011年3月以降、原子力政策堅持の姿勢を崩しませんでした。2014年6月、オランダ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「エネルギー転換法案」を発表しました。本法案は、2014年10月に下院で可決されましたが、上院において大幅な修正が加えられました。その後、本法案は上下両院での協議を経て、さらに修正が加えられましたが、最終的に2015年7月、原子力比率50%、原子力発電容量63.2GWという目標が復活する形で、正式に法律として成立しました。2025年までに原子力比率を50%まで引き下げるといふ目標については、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、2017年11月に原子力比率引き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ふ内容を盛り込んだ「エネルギー・気候法」が公布されました。2019年9月、EDFと政府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、同発電所は2020年2月と6月にそれぞれ閉鎖することとなっています。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アレバ社の再建策として、同社の原子力サービス部門であるアレバNP社の株式の少なくとも51%を取得することでアレバ社と合意したと発表しました。2016年11月、アレバ社は、アレバNP社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ト3号機関連を除く事業を継承する新会社New NP社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テムが5%となり、2018年1月、フラマトムに名称変更しています。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%となっています。2018年2月の日本企業による増資完了をもって一連の業界再編は完了しました。

(iii) ドイツ

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、「脱原子力政策」が見直され、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。その後、国内17基の原子炉を段階的に廃止し、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日に上院で可決し、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(2011年においては、原子力発電所の基数が9基で発電電力量の約18%を賄っていました)。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月にグラーフエン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発電所が永久停止し、ドイツの運転中原子力発電所は7基となりました(2019年1月時点)。原子力発電による、発電電力量構成比率は約12%です(2018年)。

(iv) その他の欧州

スウェーデン8基(発電電力量の約41%)、スペイン7基(同20%)、ベルギー7基(同39%)、チェコ6基(同34%)、スイス5基(同38%)、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:2019年1月時点。発電電力量シェア:2018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月にバーセバック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。

ベルギーでは、2003年1月、「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。一方2008年3月に発足した前・連立政権時には、専門家による検討を踏まえ、2009年10月に原子炉3基の運転期間を10年延長することを決定する等の動きも見られましたが、2011年10月末、新政権設立を目指す政党間で、2003年の「脱原子力発電法」の基本方針を踏襲すること、運転期間の10年延長は撤回されることで合意されました。2012年7月4日、ベルギー政府は建設から40年を経たものから順次閉鎖との基本方針を踏襲し、ドール1号機、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年延長(2025年まで運転)することを決定しました。2014年10月に発足した新政権は、ドール1号機、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号機、2号機の運転期間の10年延長と、運転に伴う新たな課税システムに関する協定に調印したと発表しました。方針が二転三転していますが、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となっています。

チェコでは、2011年10月、CEZ社がテメリ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。2014年4月、CEZ社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。2015年5月、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原子炉を1～2基増設する計画について、国営電力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ました。最初の1基について、供給企業の選定を2022年末までに終え、遅くとも2029年までに建設工事を開始、2036年までに同炉の完成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基目の原子炉としてアレバ社のEPR(160万kW級PWR)を選定し、オルキルオト3号機として2005年12月に着工しました(計画遅延により2021年以降運

転開始の見込み)。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。それを受け、TVO社は、2012年3月にオルキルト4号機建設の入札手続が開始され、2013年1月末にTVO社は5社(アレバ、GE日立、韓国水力原子力、三菱重工、東芝)から入札を受けました。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。AES-2006(120万kW級VWWR)の建設が、2021年に開始される予定です。運転中原子力発電所としては、2017年1月TVO社がオルキルト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。

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、国政選挙と併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か、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、44基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の約4%を原子力発電で賄っています(基数:2019年1月時点。発電電力量シェア:2018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40GWまで拡大する計画とされています。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か年計画」を採択しました。この全体計画に基づき、2013年1月には「エネルギー発展第12次5か年計画」が公表され、2020年の原子力発電所設備容量を58GW(2013年時点では15GW)とするとの目標が示されました。この目標は、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か年計画」にも引き継がれています。2018年に陽江5号、海陽1号、三門1、2号、田湾3、4号、台山1号が、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。2019年には海陽2号、台山2号、陽江6号が営業運転を開始しています。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ています(3地点にそれぞれ2基ずつの建設を予定)。

(ii) 台湾

台湾では、5基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の約8%を原子力発電で賄っています(基数:2019年1月時点。発電電力量シェア:2017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現在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、2018～2024年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、建設中のプロジェクトを凍結し、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年までに原子力発電所を全ての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。しかし、同年8月、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ていました。2018年11月、公民投票の結果を受け、この条文が削除されました。2019年12月、台湾の中央選挙委員会は、凍結されている第四(龍門)原子力発電所の建設再開是非を問う住民投票を、2021年8月に実施することを決定しました。

(iii) 韓国

韓国では、24基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の約23%を原子力発電で賄っています(基数:2019年1月時点。発電電力量シェア:2018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。同ロードマップでは、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て一方、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ています。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は、2017年12月に閣議決定されました。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%まで削減するとしています。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、設備容量は過去最大となりました。

(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:2019年1月時点。発電電力量シェア:2017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(Nuclear Suppliers Group: NSG)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。また、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見られません。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ています。

(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、その後積極的に推進するようになり、2001年に新たな原子力発電所が運転を開始し、2019年1月時点で32基を運転中であるとともに、7基を建設中、15基が計画中です。

2011年3月、ロスアトム社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。

ロシア政府は、2007年に連邦原子力庁「ロスアトム」を国営公社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及び安全保障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想定しています。2018年時点では、原子力発電によって発電電力量の約18%を賄っています。2014年1月、エネルギー省は「2035年までを対象期間とする長期エネルギー戦略(2035年戦略)」の草案を発表し、2019年10月に公表されました。2035年戦略では、2035年の原子力による発電電力量は、低ケースで227TWh、高ケースで245TWhまで増加するという見通しが示されています。2019年5月、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、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。ロシアでは、原子力の輸出も進めており、2020年1月現在、海外で36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、オーストラリア、カザフスタン等が生産量、資源量ともに上位を占めています(第222-2-5、第222-2-6)。

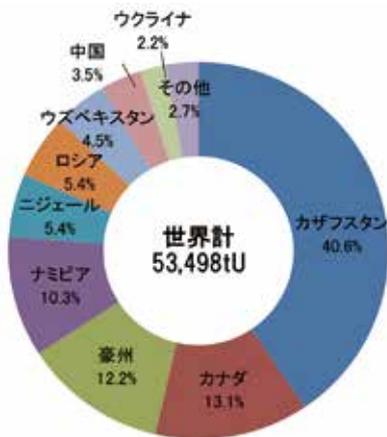
ウラン価格(スポット価格)は、1970年代、特に第一次石油ショック後の原子力発電計画の拡大を受けて上昇しましたが、スリーマイル島事故、チェルノブイリ事故を受けて新規原子力発電建設が低迷したことから下落し、低価格で推移してきました。その後、2003年頃から価格が上がり、一時2007年には136米ドル/ポンドU₃O₈¹⁰まで上昇し、2011年3月時点でも60米ドル/ポンドU₃O₈を超える高値となりました。これは解体核高濃

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。東京電力福島第一原子力発電所事故後は下落傾向が見られます(第222-2-7)。

(イ)ウラン濃縮

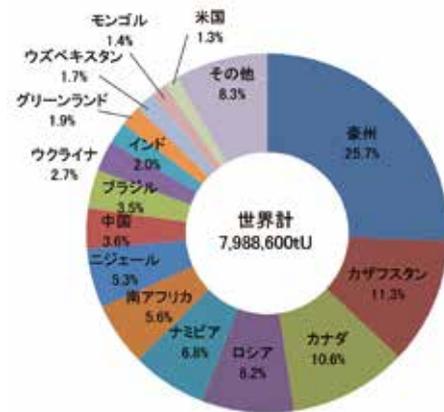
世界のウラン濃縮事業は、2015年時点で、ロシアのTENEX、フランスのアレバ、米国・英国・オランダ・ドイツの共同事業体URENCOの3社で約84%のシェアを占めています¹²。

【第222-2-5】世界のウラン生産量(2018年)



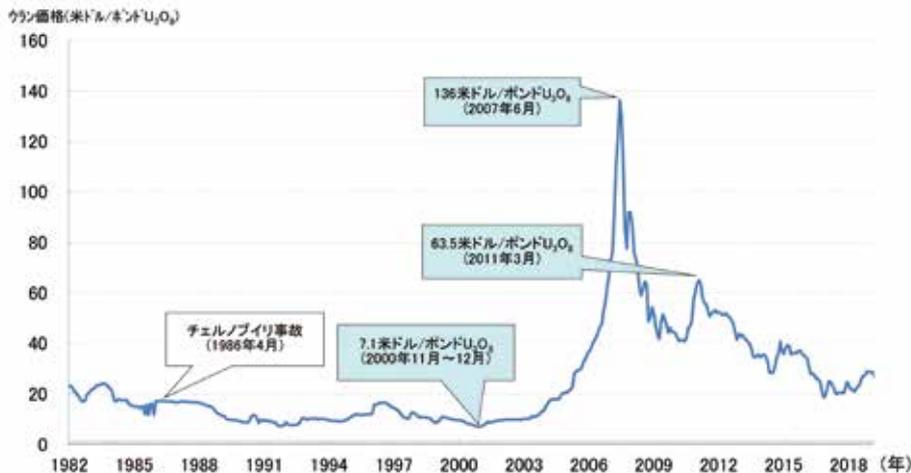
(注) 1tU (トンウラン)とは金属状態であるウランの重量を示す。
出典：世界原子力協会(WNA)ホームページを基に作成

【第222-2-6】世界のウラン既知資源量(2017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(2017年1月1日時点)。
(注2) 世界のウラン需要量は約6.28万tU(2016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。
出典：OECD/NEA-IAEA[Uranium 2018: Resources, Production and Demand]を基に作成

【第222-2-7】ウラン価格(U₃O₈)¹¹の推移



出典：International Monetary Fund [IMF Primary Commodity Prices]を基に作成

10 U₃O₈ (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。イエローケーキとも呼ばれる。ポンドU₃O₈とは、U₃O₈の重量を示す。

11 U₃O₈ (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。イエローケーキとも呼ばれる。

12 World Nuclear Association [Uranium Enrichment]より。

我が国のウラン濃縮事業は遠心分離法を採用しており、その許可上の施設規模は、2017年に事業変更許可を受け、年間450トンSWU¹³でした。

(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ORANO社は、海外からの委託再処理を行うためのUP3(処理能力: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2018年末までにフランス、ドイツ、米国、スイスなどの9か国で、53基の発電プラントにおいて、MOX燃料¹⁴6,406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(2018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	オルキオ(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)	2031年頃
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)	2040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、トランプ政権はユッカマウンテン計画を進めない意向を表明。

(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。

(注3) SKB社が2011年3月に提出した使用済燃料処分場の立地・建設許可申請書に記載した建設予定地。現在安全審査を進めており、今後の許可発給によって正式決定となる。

(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、2020年末頃には処分場の設置許可申請が実施される予定。

(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(期間は2008年から2027年頃までを予定)。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)。現在、第2段階として「地質学的候補エリア」の検討が行われており、「ジュラ東部」、「チューリッヒ北東部」、「北部レゲレン」についてサイト選定を終了、サイト選定の第3段階に進む3つの地質学的な候補エリアとして決定した。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を実施する予定。

(注6) カンプリア州と同州内の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月にカンプ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。2019年10月、英国政府は、イングランドにおける地層処分社会基盤に関する国家政策声明書を制定。

(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。

出典：資源エネルギー庁作成

¹³ SWU(Separative Work Unit)とは、ウランを濃縮する際に必要となる仕事量の単位(分離作業単位)のこと。

¹⁴ 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。

(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、2013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分冊を公表しています。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、2014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」を公表しており、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ています。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す。

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な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、連邦議会上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案が審議されており、放射性廃棄物管理政策に関連する取組が活発化しています。

(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け入れを承認し、その結果を受け、政府がオルキ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、雇用経済省はポシヴァ社に建設許可を発給しました。2016年12月、ポシヴァ社は処分場の建設を開始しました。2020年代に処分開始予定としており、実際にポシヴァ社が使用済燃料の処分を開始するには、別途、政府から処分場の操業許可の発給を受けることが必要となります。

(iii) スウェーデン

スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社(SKB社)が、1993年から公募及び申し入れにより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、ティーエルプ)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社は、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など)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月に公表されており、SKB社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)が安全審査を行っています。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ています。

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社が1985年から操業しています。SKB社は、使用済燃料の処分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社は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っています。

(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年間の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「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7月から翌年1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。ANDRAはこの計画に基づき2017年までに処分場の設置許可申請を提出し、当初の目標である2025年の操業開始を維持することとしています。しかし、2017年7月、設置許可申請が2019年半ばとなることを発表しました。

(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は優遇的な買取価格を設定する施策であり、RPSは政府が義務的な導入量を事業者割り当てる施策です。2018年時点で、FITは111か国・地域(第222-2-9)、RPSは33か国・地域で導入されています¹⁵。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。

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、2010年以

15 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 2019 Global Status Report」より。

第2章 国際エネルギー動向

降は、毎年2,000億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)。2018年には、約2,889億米ドルと2017年から約11.5%減少しました。これは投資額の大部分を占めている中国が固定価格買取制度の変更を年半ばに実施し、投資額が大幅に減少したためです。一方、先進国や発展途上国の投資額は

増加しています。再生可能エネルギーへの投資は、石炭火力発電とガス火力発電を合わせた投資額の約3倍とされています。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)。

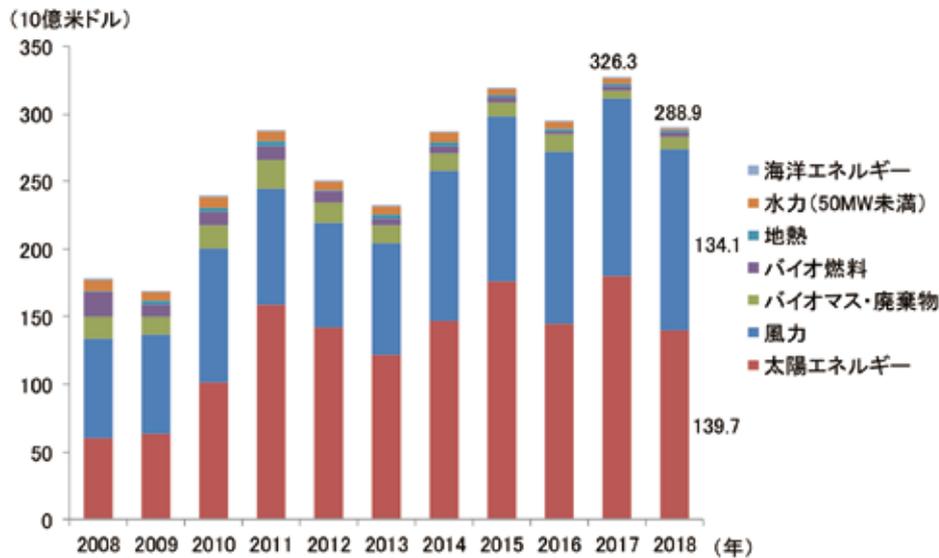
【第222-2-9】主要国・地域の固定価格買取制度の導入状況

年	FIT
1988	ポルトガル
1990	ドイツ
1991	スイス
1992	イタリア
1993	デンマーク、インド
1994	ルクセンブルク、ギリシャ
1997	スリランカ
1999	スロベニア
2000	
2001	アルメニア、フランス、ラトビア
2002	アルジェリア、オーストリア、チェコ、インドネシア、リトアニア
2003	キプロス、エストニア、ハンガリー、スロバキア、マハラシュトラ州(インド)
2004	イスラエル、ニカラガ、プリンスエドワード島(カナダ)、アンドラブラデシュ州・マディヤプラデシュ州(インド)
2005	中国、エクアドル、アイルランド、トルコ、カルナータカ州・ウッタルプラデシュ州・ウッタルカンド州(インド)
2006	アルゼンチン、パキスタン、タイ、ケララ州(インド)
2007	アルバニア、ブルガリア、クロアチア、ドミニカ共和国、フィンランド、マセドニア、モルドバ、モンゴル、南オーストラリア州(豪州)
2008	イラン、ケニア、リヒテンシュタイン、フィリピン、サンマリノ、タンザニア、クイーンズランド州(豪州)、チャットーイスガル州・グジャラート州・ハリヤナ州・パンジャブ州・ラジャスタン州・タミルナドゥ州・西ベンガル州(インド)、カリフォルニア州(米国)
2009	日本、セルビア、ウクライナ、オーストラリア首都特別地域・ニューサウスウェールズ州・ビクトリア州(豪州)、台湾、ハワイ州・オレゴン州・バーモント州(米国)
2010	ベラルーシ、ボスニア・ヘルツェゴビナ、マレーシア、マルタ、英国
2011	ガーナ、モンテネグロ、オランダ、シリア、ベトナム、ノバスコシア州(カナダ)、ロードアイランド州(米国)
2012	ヨルダン、ナイジェリア、パレスチナ自治政府、ルワンダ、ウガンダ
2013	カザフスタン、パキスタン
2014	エジプト、バヌアツ、ヴァージン諸島(米国)
2015	
2016	チェコ(再施行)
2017	ザンビア、ベトナム、マサチューセッツ州(米国)
2018	
現在の実施国・地域数	111

(注1)日本においてFITと呼ばれる制度が導入されたのは2012年であるが、本表では太陽光発電の余剰電力買取制度が導入された2009年を日本のFIT導入年としている。

出典：REN21「Renewables 2019 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



出典：REN21「Renewables 2019 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、2018年の累積導入量は約5.1億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高額に設定されたこと等によりドイツ、イタリア、スペイン等で顕著な伸びを示しました。日本でもFITが2012年7月に導入されたことにより、導入が大幅に拡大しました。2018年の累積導入量で見ると、日本(5,616万kW)は中国(17,540万kW)、米国(6,250万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年にドイツを抜き、導入設備容量が世界第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、ドイツでは電気料金に加算されるFITの賦課金は、2020年にはkWh当たり6.756ユーロセント¹⁶となることが発表されており、1か月の電力使用量が260kWhの需要家モデルの月額負担は約17.3ユーロ¹⁷(約2,100円)になると推

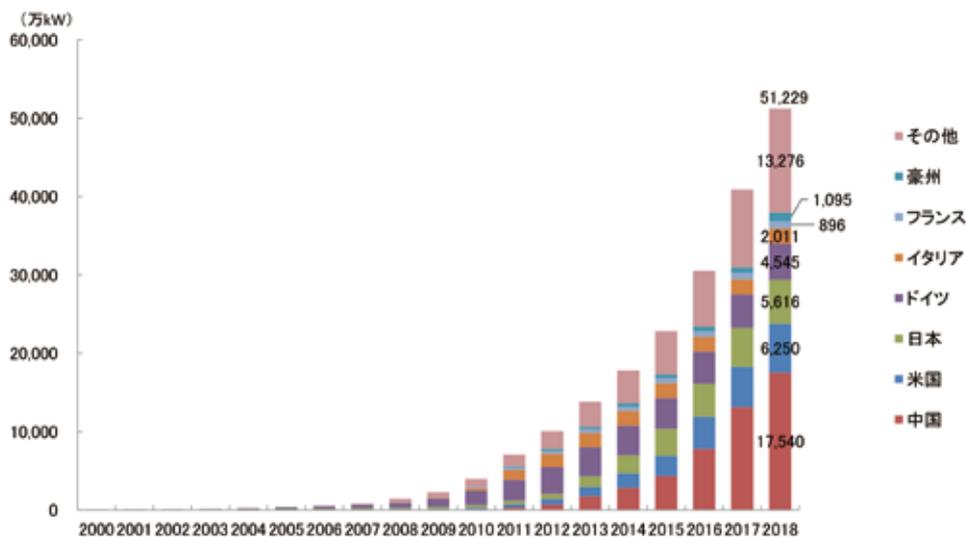
計されます。一方、日本では2020年度のFITによる賦課金は2.98円/kWhとなっており、1か月の電力使用量が260kWhの需要家モデルの月額負担は774円¹⁸と推計されています。

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、2019年には約6.5億kWに達しました。導入量が最も多いのは世界のおよそ3分の1を占める中国(23,640万kW)で、これに米国(10,547万kW)、ドイツ(6,141万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となります(第222-2-12)。

また、近年では洋上風力発電の市場も急速に拡大しており、2019年末の時点で、世界で合計2,913万kWが導入されています。ただし、現時点では世界の洋上風力発電の75%(2,190万kW)が欧州諸国の沖合に集中しています。とりわけ洋上風力に注力しているのは英国で、世界の累積導入量の33%(972万kW)を占めています。2019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、240万kWの設備が追加されたことで、累計導入量は684万kWとなり、英国、ドイツに次いで世界第3位となっています¹⁹。

【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)



出典：IEA「PVPS TRENDS 2019」を基に作成

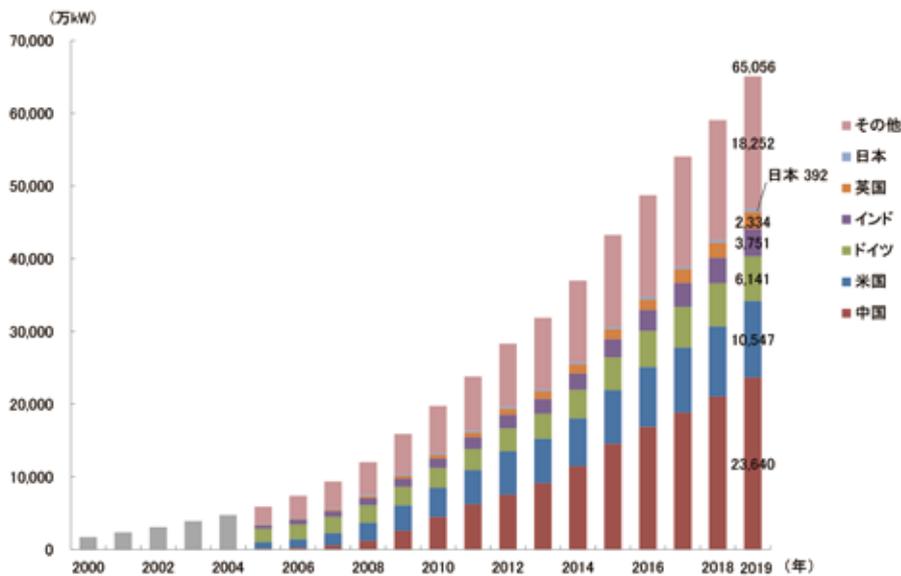
¹⁶ ドイツの送配電事業者の発表より。

¹⁷ 世界エネルギー会議(WEC)が公表した2014年の統計値を用い、一世帯の年間消費電力量を3,079kWhとして推計。

¹⁸ 資源エネルギー庁の発表より。

¹⁹ 世界風力会議(GWEC)「Global Wind Report 2019」より。

【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。

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

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、輸送用燃料としても用いられています。また、開発途上国を中心に、薪や炭といった形でのバイオマス利用も行われています。これらの国では、経済の成長に伴って灯油、電気、都市ガスといった商業的に供給されるエネルギーの利用が増え、バイオマス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導入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、2017年時点で一次エネルギー総供給の9.2%と比較的大きな割合を占め、先進国(OECD諸国)平均では5.5%、開発途上国(非OECD諸国)平均では12.1%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(及び再生可能エネルギー利用電気等)とす

【第222-2-13】世界各地域のバイオマス利用状況(2017年)

	バイオマス (Mtoe)	一次エネルギー総供給 (Mtoe)	シェア
OECD	290.1	5,309.0	5.5%
欧州	143.7	1,761.2	8.2%
米州	127.4	2,662.7	4.8%
アジア・オセアニア	19.1	885.0	2.2%
非OECD	996.5	8,250.7	12.1%
アフリカ	367.7	812.0	45.3%
中南米	126.2	611.8	20.6%
アジア(中国除く)	375.4	1,877.5	20.0%
中国	108.5	3,077.5	3.5%
非OECD欧州及びユーラシア	17.9	1,121.8	1.6%
中東	0.8	750.2	0.1%
世界計	1,286.9	13,972.2	9.2%
日本	9.1	432.0	2.1%

(注) 中国の値は香港を含む。 出典：IEA「World Energy Balances 2019 Edition」を基に作成

る目標が掲げられました¹⁸。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、食料価格の高騰など、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、国際会議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が進められています。

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2018年の時点で約13.0億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27%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18%、日本は約8%、米国は約7%等となっていますが、ノルウェーのように、約96%(いずれも2017年)

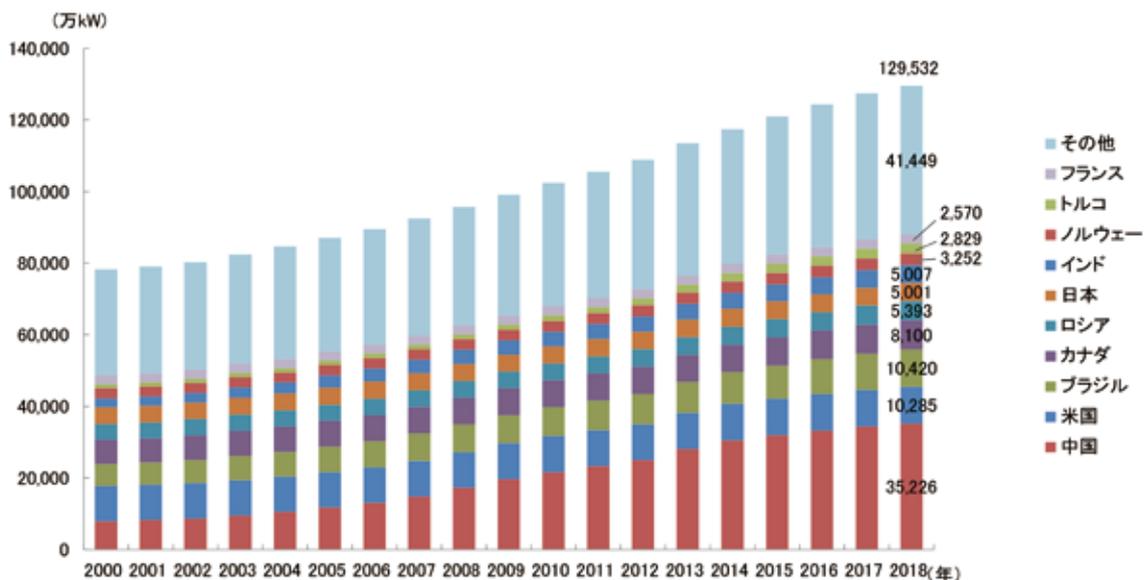
と極めて高いシェアを持つ国もあります¹⁹。

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2.0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。

⑤地熱

地熱発電はこれまでに世界で1,460万kWが導入されてきました(2018年)。設備容量が最も大きいのは米国で、合計約380万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195万kWになります。インドネシア、ニュージーランド、アイスランド、トルコ、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47%となりました(2017年)²⁰。日本では約54万kWが導入されましたが、過去10年間以上にわたって設備容量はほとんど変化していません。欧州大陸では地熱発電を利用できる地域が少なく、イタリアやポルトガルの一部等に限られています。

【第222-2-14】世界の水力発電の導入状況



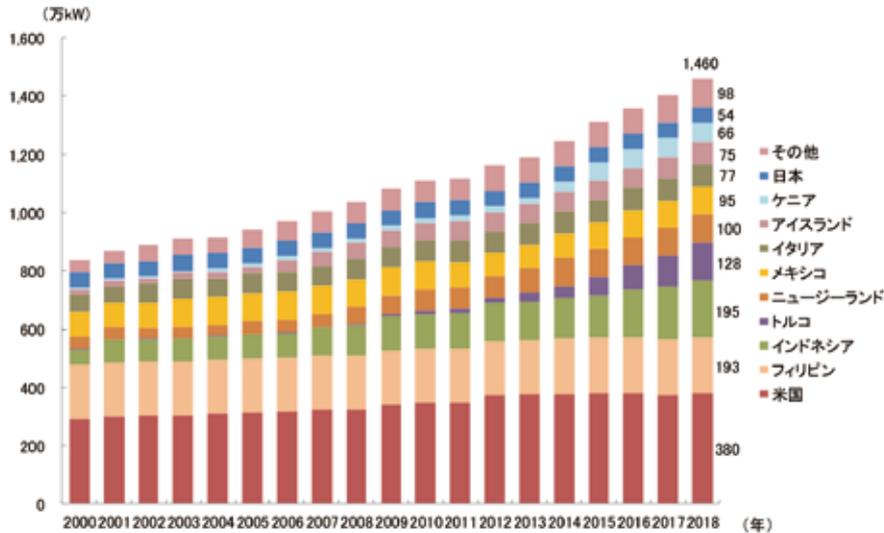
出典：IRENA「Renewable Energy Statistics 2019」を基に作成

18 USDA「EU Biofuels Annual 2019」より。

19 IEA「World Energy Balances 2019 Edition」より推計。

20 IEA「World Energy Balances 2019 Edition」より推計。

【第222-2-15】世界の地熱発電設備



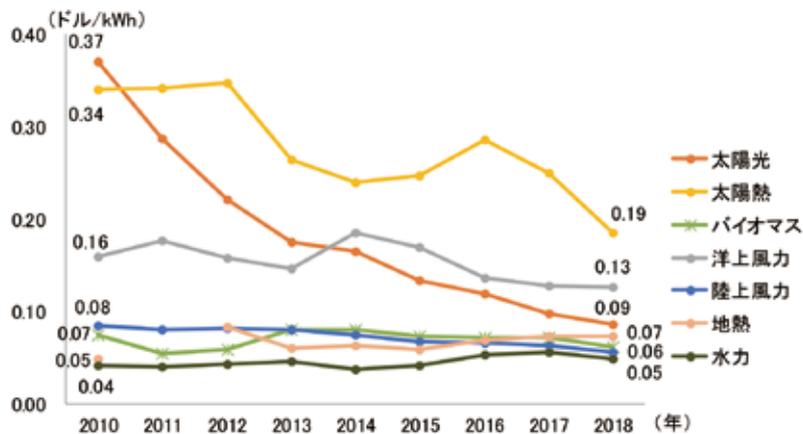
(注)四捨五入の関係で項目の和と合計の数値が一致しない場合がある。
出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

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する傾向がみられます²¹。中には補助金なしでも石炭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。ただし、日本では、火力発電や原子力と比較すると、再生可能エネルギーの発電コストは高く、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、課題の一つとなっています。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、及び、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、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(第222-2-16)。2018年に運転開始した太陽光の平均発電コストは0.09ドル/kWhと、2010年の0.37ドル/kWhから約77%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

【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。
出典：IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2018」を基に作成

21 ここでの発電コストは均等化発電単価(LCOE)を指す。

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0.08ドル/kWhから2018年0.06ドル/kWhへと下がりました。太陽熱は、これまで技術的に確立されたとは言えず、設備容量も限られているため、発電コストは太陽光や風力よりも高く止まっていますが、2018年に中国、モロッコ、南アフリカで新しいプロジェクトが始まったこともあり²²、2018年の平均発電コストは、2010年と比べると、46%低下しました。

太陽光や風力の発電コストは今後も低下すると推察されており、コストに関するデータが更新されるたびにそれまでの予想を上回るコスト削減が進んでいます。太陽熱や洋上風力についても、2020年以降、発電コストの競争力は高まるとみられています。

こ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に推移しています。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

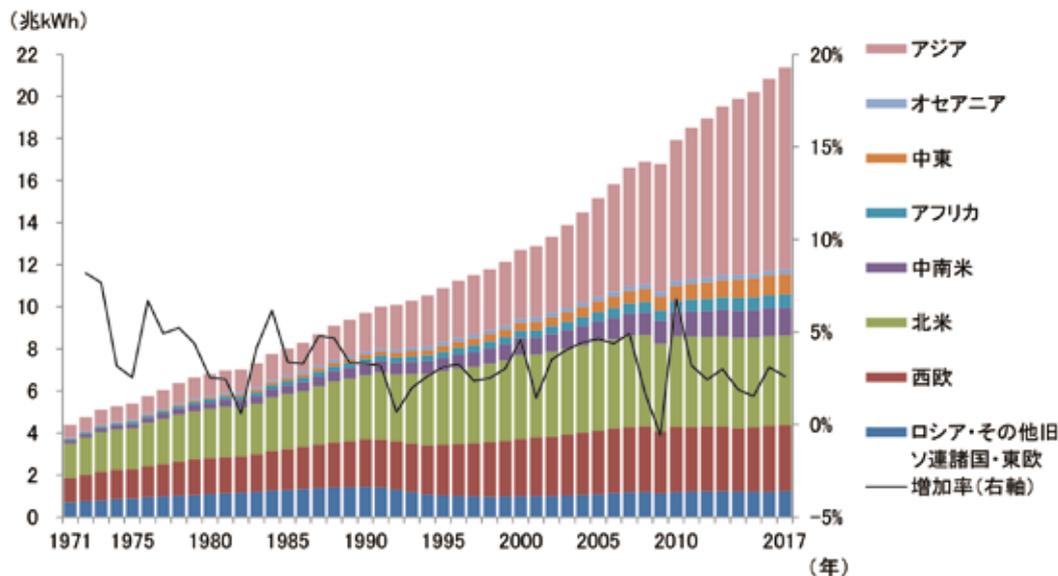
(1)消費の動向

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年代は石油ショック後に一時的な消費の低迷がありましたが、年平均5.0%と高い伸びを維持しました。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2.5%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、ソ連崩壊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2017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)。

その一方で、アジア(除く日本、韓国)、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は、依然として低い水準でした。例えば、2017年時点でアジア(除く日本、韓国)の1人当たり

【第223-1-1】世界の電力消費量の推移(地域別)



出典：IEA「World Energy Balances 2019 Edition」を基に作成

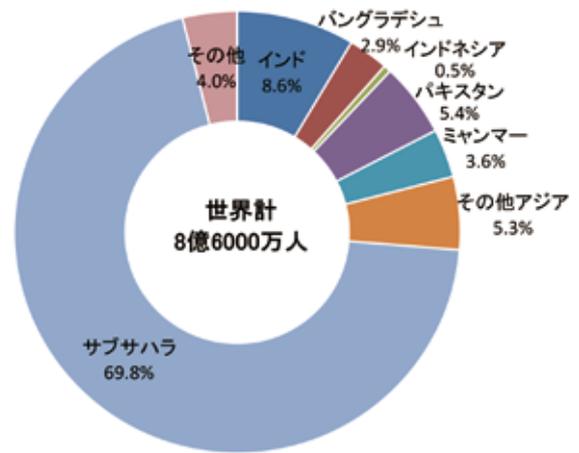
²² IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2018」より。

電力消費量は、OECD北米地域の17.7%程度に過ぎませんでした(第223-1-2)。

また、電化率(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10.9%から2017年の18.9%と約8ポイント上昇しました(第223-1-3)。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。

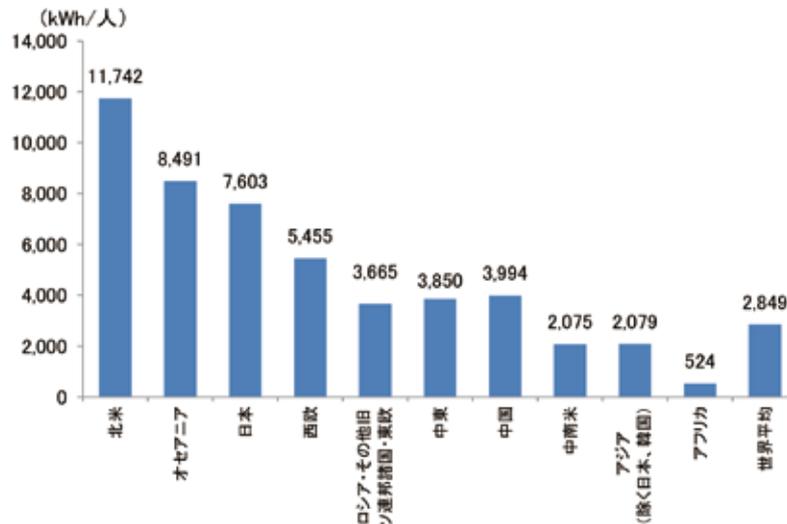
その一方で、2018年時点で、日本の人口の約7倍にもなる8.6億弱もの人々が電力供給を受けていません。その多くは、サブサハラアフリカや南アジアに存在しています(第223-1-4)。途上国にとって、未電化率の改善は大きな政策課題の一つとなっています。その実現のためには、電力供給インフラ(発電、送配電、再エネによる分散型電源)に対する大規模な投資が必要とされています。

【第223-1-4】世界の未電化人口(地域別、2018年)



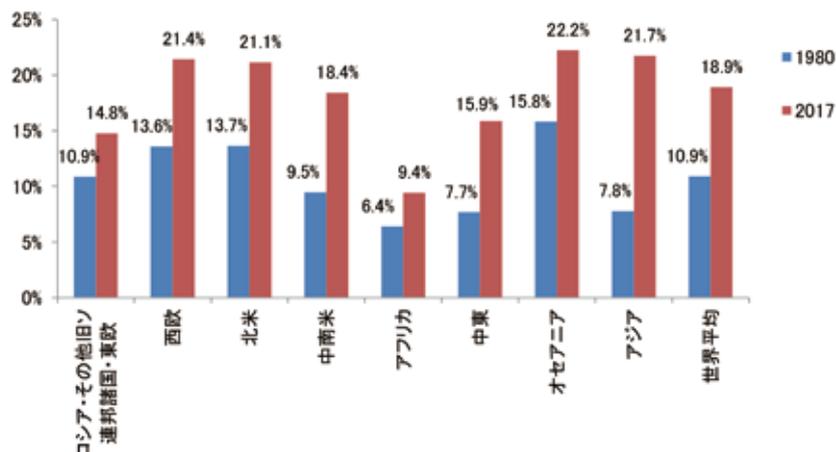
(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
出典：IEA[SDG7:Data and Projections]を基に作成

【第223-1-2】1人当たりの電力消費量(地域別、2017年)



(注) 地域の定義はIEAによる。
出典：IEA[World Energy Balances 2019 Edition]及び世界銀行[World Development Indicators]を基に作成

【第223-1-3】世界の電化率(地域別)



(注) 電化率とは最終エネルギー消費に占める電力消費量の割合を指す。
出典：IEA[World Energy Balances 2019 Edition]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、2017年時点で72.2億kWとなりました(第223-1-5)。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4.3%となりました。

2017年の世界の電源設備容量を電源別に見ると、火力発電の比率が58.4%を占めており、主電源の役割を果たしていることが分かります。一方、1970年代の石油ショックを契機として、石油代替エネルギーとして原子力発電の開発が促進され、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0.5%に止まりました。また、水力発電は新規の立地が難しくなっており、伸び率は低い水準にあり、したがって、1990年代の電源設備容量の伸びは火力発電が中心となる構造でした。国別に見ても、全般的には世界の傾向と類似していました。ただし、フランスのように、第一次石油ショックを契機に原子力発電の開発を加速し、全電源設備に占める原子力発電の構成比が1974年の6%から2017年の47%に増えているような例もありました。

世界の発電電力量もほぼ一貫して増加し、2017年時点で25.6兆kWhでした(第223-1-5)。これを世界の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2.4%の伸びになっているのに対して、発電電力量が2.7%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分かります。2000年代は、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2.5%でした。一方で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4.3%と順調な伸びを維持しています。

火力発電電力量を電源別に見ると、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、全発電電力量に占める石炭火力の割合は1975年の36.5%から2017年の38.5%と増加しました。

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、石油ショックを契機に代替エネルギーへの転換が図られた結果、1980年代は年平均マイナス2.1%、1990年代はマイナス1%、2000年代はマイナス2.0%と減少傾向が続いています。一方、天然ガス火力発電は、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%と電源全体の伸び率を上回るようになり、石油火力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年代に入り、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、ガス火力の伸びが年平均2.8%に鈍化する一方で、安価な石炭火力の伸びは年平均1.3%で相対的に堅調に推移しています。

2018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年以降石炭の割合が減少したのに対して、ガスが34%を占めるまで増加しました。英国はもともと国内に石炭が豊富であり、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、天然ガス発電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5%にまで低下しました。フランスでは原子力の比率が72%と非常に高くなっています。再生可能エネルギーの導入が進んでいる国でも、ドイツでは原子力のシェアの低下に伴って石炭の比率が38%と高い水準にあり、イタリアではガスの比率が45%と依然として既存の電源の割合が高い傾向にあります。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、石炭の割合が68%と高く、環境問題が課題となっています。また韓国は、石炭の比率が45%、原子力の比率が23%と高くなっています(第223-1-6)。

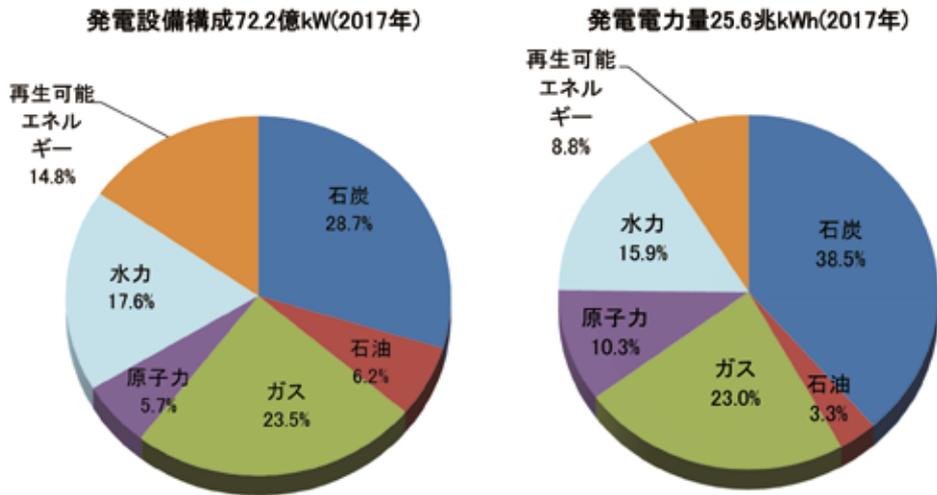
なお、欧州や北米では国境を越えて送電線網が整備されており、電力の輸出入が活発に行われました(第223-1-7)。

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若しくは機能分離が実施されています。

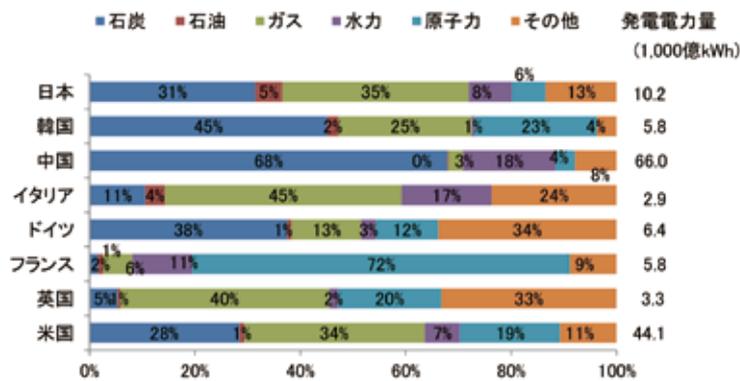
米国では、特に1985年以降、連邦規制により州際(州をまたぐ)パイプラインの第三者利用、ガスの輸送機能/販売機能の分離が進められました。同時に、

【第223-2-1】世界の電源設備構成と発電電力量



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
出典：IEA「World Energy Outlook 2019」を基に作成

【第223-2-2】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(2018年)



(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) 中国のみ2017年のデータ。
出典：IEA「World Energy Balances 2019 Edition」を基に作成

【第223-2-3】欧州の電力輸出入の状況(フランスの例、2017年)



出典：IEA「Electricity Information 2019」を基に作成
(※) 本図における輸出入の数字は、物理的な電力量の移動を示したものである。

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、2018年末時点で自由化は24州で進められています。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17%程度に留まります²³。

都市ガスの消費量を先進国と比較すると、2016年では米国における消費量が大きく、27,584PJ(ペタジュール)の消費量となりました。EU諸国は、英国の3,001PJ、ドイツの3,370PJ、フランスの1,709PJで、日本は1,578PJでした²⁴。

パイプラインについては、2016年の米国の輸送パイプライン総延長は483千km、配給用パイプラインの総延長は2,070千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292千km、ドイツは536千km、フランスは246千kmとなりました²⁵。

一方、我が国は、2016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3千km、一般ガス事業者の配給パイプライン総延長は約259千kmとなりました。

²³ Energy Information Agency. "Natural Gas Annual, Table 26. Number of Consumers Eligible and Participating in a Customer Choice Program in the Residential Sector, 2018" より推計。https://www.eia.gov/naturalgas/annual/pdf/table_026.pdf
²⁴ 日本ガス協会「ガス事業便覧 2018年版」(2019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)。
²⁵ 日本ガス協会「ガス事業便覧 2018年版」(2019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)。

3. 熱供給

熱供給(一般的には地域冷暖房)の始まりは19世紀に遡りますが、石油ショック後、特に欧州において飛躍的に発展しました。熱源として化石燃料だけでなく、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²⁶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92%)。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これらの熱源の利用割合は約80%²⁷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。暖房需要が大きいため、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672km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分かります(第223-3-1)。

【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

(注) *は2015年の値、**は2013年の値、-は掲載無し

※熱源容量 (Mega Watts thermal)

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

²⁶ コージェネレーション、CHP (Combined Heat and Power) とも言われます。

²⁷ IEA「World Energy Balances 2019 Edition」より推計。

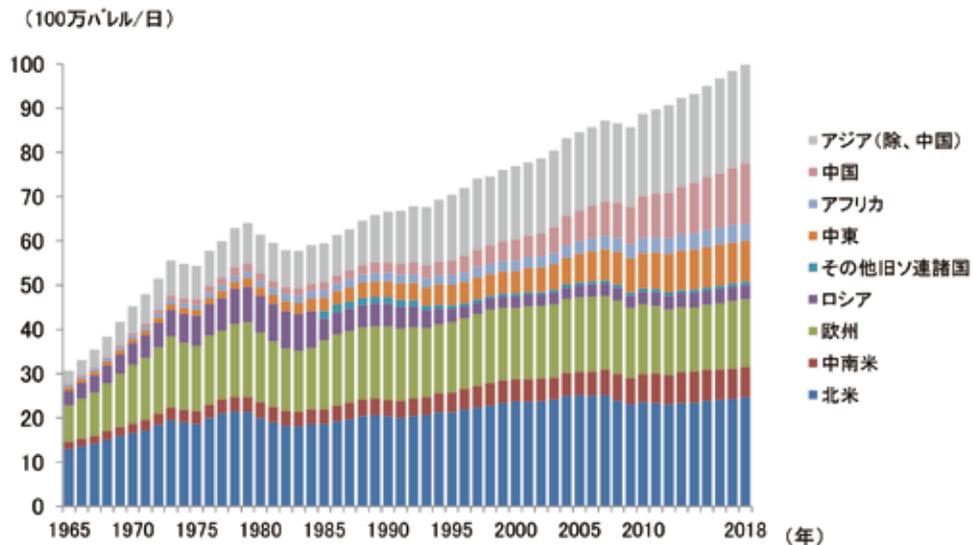
4. 石油製品

世界の石油消費量は2018年に9,984万バレル/日となり、北米が25%、欧州が15%、中国を含むアジアが36%を占めました。1965年からの約50年間に世界の消費量は約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(各々約63倍、約11倍へ拡大)。近年、世界では消費量の増加ペースが低下し、2000年以降は30%増となりました。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2.9倍、約1.8倍へ拡大しました(第223-4-1)。

世界の石油消費量の推移を製品別に見ると、ガソリンや灯油、軽油等の軽質油の消費が堅調に増加したのに対して、重油の消費量が低下しており、消費製品の軽質化傾向が見られます(第223-4-2)。

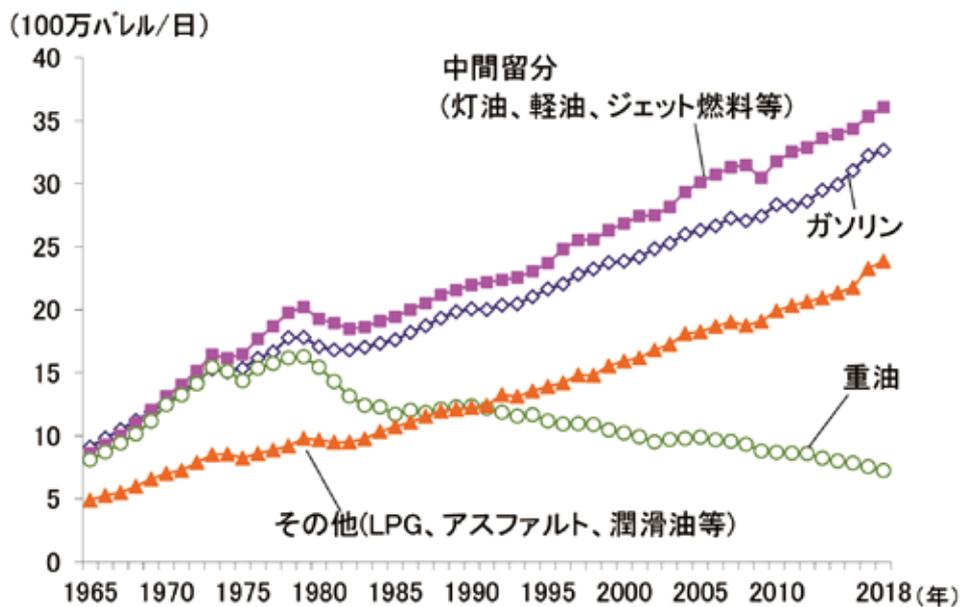
【第223-4-1】地域別石油製品消費の推移



(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。

出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

【第223-4-2】世界の石油製品別消費の推移



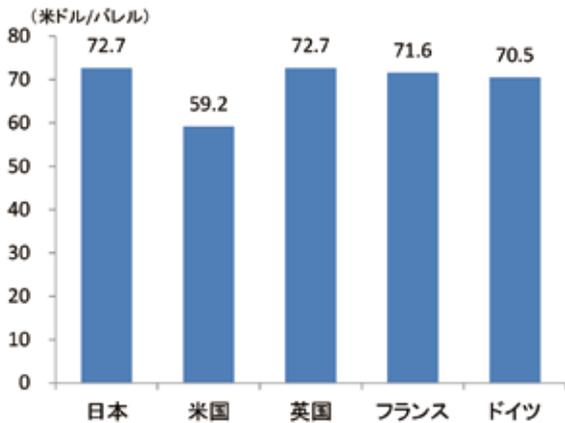
出典：BP「Statistical Review of World Energy 2019」を基に作成

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

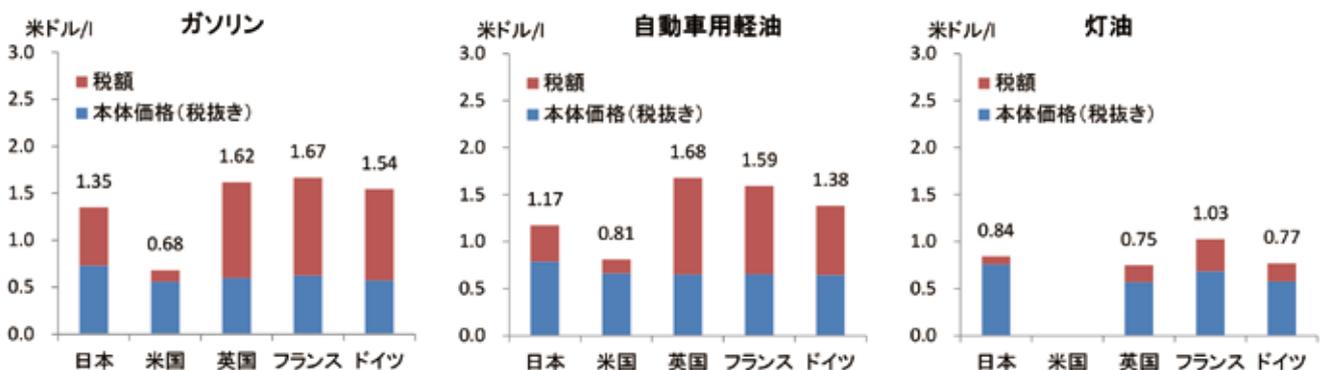
国際石油市場は、北米、欧州、アジアの三大市場に大きく分類され、各市場において、基準価格となる指標原油が確立されています。北米市場における代表的な指標原油は、ニューヨーク商業取引所(New York Mercantile Exchange)等で取引されるWTI(West Texas Intermediate、及びそれとほぼ等質の軽質低硫黄原油)であり、欧州市場での指標原油はインターコンチネンタル取引所(ICE Futures Europe)等で取引されるブレント原油となっています。また、アジア市場においては、ドバイ原油が指標原油となっ

【第224-1-1】原油輸入価格の国際比較(2018年)



出典：IEA「Oil Information 2019」を基に作成

【第224-2-1】石油製品価格の国際比較(固有単位)(2019年11月時点)



(注)米国の灯油価格はデータなし。

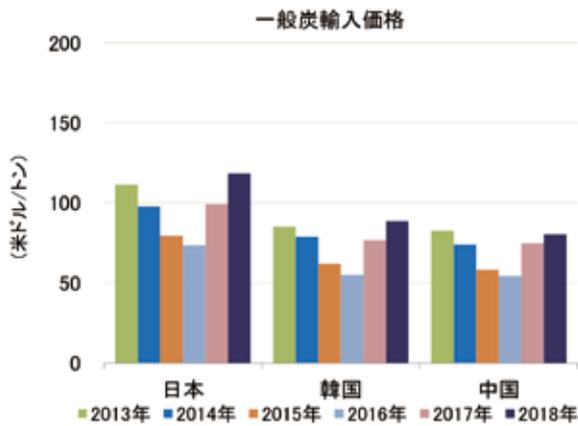
ています。世界では数百種類の原油が生産されていますが、各国が産油国から原油を購入する際の価格は、例えばサウジアラビア等においては、指標原油価格に一定の値を加減する方式(市場連動方式)で決まるのが通例となっており、加減値については、指標原油との性状格差で決定されます。各国における輸入原油価格は、輸入する原油の種類や、運賃、保険料等で異なります(第224-1-1)。

2. 石油製品価格の国際比較

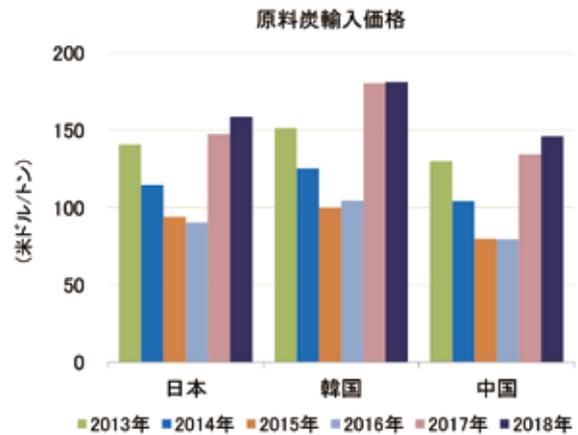
日本、米国、英国、フランス、ドイツでのガソリンと自動車用軽油の製品小売価格(税込み、ドル建て価格、2019年11月時点)を比較すると、ガソリン価格の高い順にフランス、英国、ドイツ、日本、米国となっており、軽油価格は高い順に英国、フランス、ドイツ、日本、米国となっています。ガソリンの小売価格(税込み)は、最高値のフランス(1.67ドル/l)と最安値の米国(0.68ドル/l)で0.99ドル/lの差がありますが、本体価格(税抜き)に大きな違いはなく、各国の税制が小売価格差の原因です。また、自動車用軽油についても、小売価格(税込み)では最高値の英国(1.68ドル/l)と最安値の米国(0.81ドル/l)に0.87ドル/lの差がありますが、本体価格(税抜き)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じさせています。灯油については、小売価格、本体価格(税抜き)ともに各国で大差はありません(第224-2-1)。

出典：IEA「Oil Market Report (2019年12月号)」を基に作成

【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)。



出典：貿易統計及び「TEX Report」掲載データを基に作成

3. 石炭価格の国際比較

石炭の価格は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。

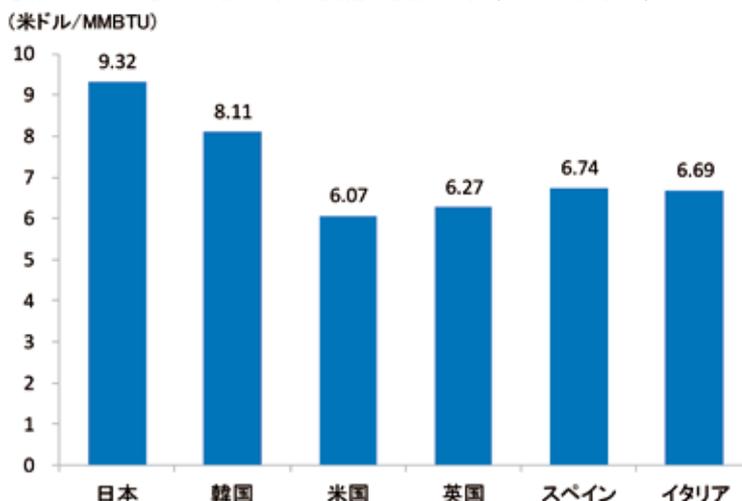
日本、韓国、中国といったアジアの石炭輸入国は、豪州やインドネシアからの輸入が主であり、これらの国々で産出される石炭の国際価格を反映し、輸入価格は同様の推移を示していますが、日本が

輸入する一般炭は発熱量が高い等、主に石炭の品質の違いが輸入価格の違いに反映されていると考えられます(第224-3-1)。

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、一般的に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。大陸欧州でのパイプラインガスやLNG輸入価格は主として石油製品やブレント原油価格にリンクしていましたが、近年では各国の天然ガス需給によって決定されることも多くなっています。ガス市場の自由化が進んでいる米国や英国では、Henry

【第224-4-1】LNG輸入平均価格の国際比較(2018年平均)



出典：IEA [Natural Gas Information 2019] を基に作成

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、各国における輸入LNG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)。国際原油価格が2014年後半から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。2019年以降は、北米に加えて欧州でも、天然ガス市場価格が急速に下落したことで、原油価格リンクのLNG価格との乖離が鮮明となっていました。2020年3月以降の原油価格の急落の影響により、今後、再び原油価格リンクのLNG価格との乖離が縮小することが見込まれます。

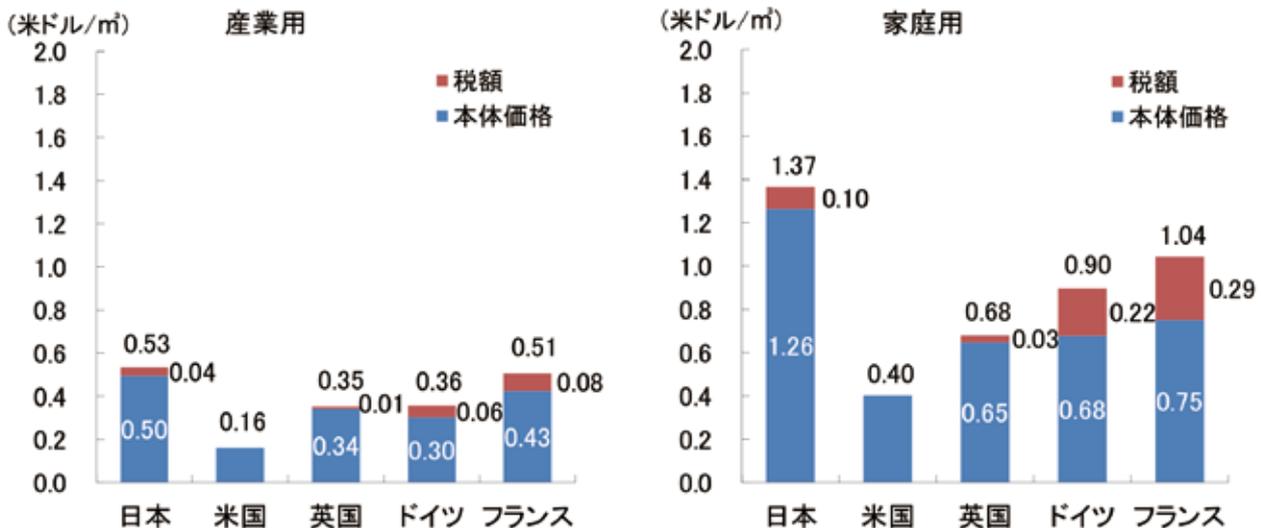
5. ガス料金の国際比較

我が国のガス事業については、事業の効率化によるガス料金の低減を目的の一つとした規制改革

が推進されてきました。1995年、1999年、2004年、2007年にそれぞれ段階的な小売自由化範囲を拡大し、2017年に完全自由化しました。また、ネットワーク部門の公平性や透明性向上等の制度整備も同時に図られてきました。2000年代初頭までは、LNG価格が安定していたこともあり、これらガス事業の制度改革と事業者の努力とがあいまって、これまで都市ガス料金は下降する傾向にありました。2000年半ば以降にLNG価格が上昇し、都市ガス価格も値上げされましたが、2014年後半以降の国際原油価格下落を受け、再び都市ガス料金が下降する傾向にあります。また、米国では、非在来型天然ガスの生産拡大等によって天然ガス価格が低下しています。

ガス料金の原価は様々な要素で構成されており、またその比較には多様な方法があ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(2017年)



(注) 米国は本体価格と税額の内訳不明。

出典：IEA「Energy prices and taxes for OECD countries 2019」を基に作成

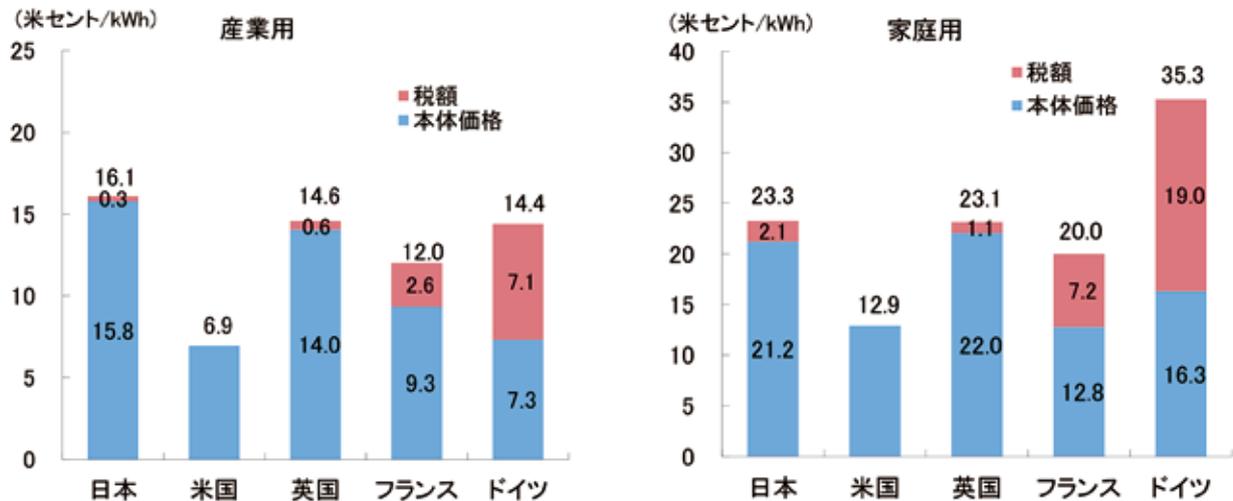
6. 電気料金の国際比較

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)。日本の電気料金は、家庭用、産業用ともに高い水準となっていました。各国での課税・再生可能エネルギー導入促進政策の負担増で格差は縮小してきています。

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。その際には我が国固有の事情、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(2018年)



(注1) 米国は本体価格と税額の内訳不明。

(注2) 日本、フランス、ドイツは第2Q時点、英国は、産業用:第3Q、家庭用:第4Q時点の数値。

出典: IEA [Energy Prices and Taxes 1st Quarter 2019]を基に作成