



転換点に立つ資源・エネルギー問題

2019年12月

一般財団法人 国際貿易投資研究所(ITI)
INSTITUTE FOR INTERNATIONAL TRADE AND INVESTMENT

は　じ　め　に

資源エネルギー研究会は2016年9月から活動を開始しています。2ヶ月に1回程度、国際貿易投資研究所の会議室に講師を迎えて、資源問題およびエネルギー問題に関する多様なテーマに取り組みながら、参加者の議論と意見交換の場として3年目を迎えています。

参加メンバーおよび講師としてお話し頂いた方にお願ひしまして、2016年の開始時以降の成果を、このたび取り纏めさせて頂くこととなりました。

資源エネルギーという分野におきましては、取り組むべきテーマが多様であるとともに、世界各国の動向が、紛争、難民、民族問題、経済状況、貿易、環境問題、技術革新等、様々な要因により変化しています。現在は、グローバル化が進むという、ただ一直線に変化が進むのではない、異なった視点が必要とされる時代に入っていると考えられます。

ぜひ、ご一読頂き、ご意見、ご感想などお寄せ頂けますとありがたく存じます。

なお、本冊子の巻末に「資源エネルギー研究会」設立案（2016年夏前の作成）および、参加メンバー、活動内容を記載しております。

2019年12月
一般財団法人 国際貿易投資研究所

要 約

第 1 章 世界のエネルギー需給の現状と将来展望、およびその課題

東京国際大学 国際関係学部

教授 武石 礼司

世界のエネルギー需給の現状と課題の分析をまず行い、次いで、将来のエネルギー消費シナリオを見た後、再生可能エネルギーの導入量と投資額、化石燃料を大幅に削減するエネルギーの大転換は生じるのかを検討している。将来シナリオに関しては、現状から始めて最大限の努力をするシナリオと、大幅に温室効果ガスを削減するシナリオの 2 種類のシナリオの間に大きな差異が生じており、各国ごとのエネルギー選択の特異性を踏まえ、産業構造の特徴も配慮した、エネルギー選択をめぐる議論がなされていく必要がある点を指摘している。

第 2 章 5 次エネルギー基本計画と原子力・天然ガス・再生エネ・水素の今後

東京理科大学大学院 経営学研究科

教授 橘川 武郎

2018 年 7 月に閣議決定された第 5 次エネルギー基本計画の問題点を指摘したうえで、原子力に関しても直面する問題を「先送り」せずに方針を明確にする必要があるとする。続いて、天然ガス、および再生可能エネルギーについても、直面する問題を指摘する。さらに、水素の利用をどう考えるべきかについて論じ、燃料電池の利用、水素発電の取組み、二つの閣議決定のあいだの矛盾、および、CCS と CO₂ フリー水素チェーンと、論点を広げる。最後に、日本のエネルギー政策の閉塞状況を打開するため、民間事業者の奮起を求める内容となっている。

第 3 章 日本の石炭戦略

キャノングローバル戦略研究所

研究主幹 杉山 大志

石炭火力発電への風当たりが強い。しかし、日本は石炭火力発電を内外で堅持しなければならない。その理由を述べ、今後の日本の石炭利用の戦略を構想する。

CO₂ は、エネルギー問題における唯一の課題ではなく、日本は安全保障上の理由で、電力の安定供給を確保するために石炭火力発電が当面は一定量必要と判断しており、この点を対外的にも説明すべきとする。エネルギーをアキレス腱とする日本が、エネルギー政策の舵取りを間違えて脆弱な国になり、自由・民主・平和といった普遍的価値の東アジアに於ける砦で無くなる事態は、欧米も望まないはずと述べる。

次に、個々の民間事業者は、石炭火力への逆風に屈しやすい。それでも石炭火力を続けるためには、日本政府の方針がぶれないことが重要であり、日本は、内外の石炭火力発電を、エネルギー安全保障ないし国家安全保障といった国益の観点から維持する必要があるのだから、国は政策・制度環境を整え、民間が安心して事業に取り組めるようにせねばならないと記述する。

その一環として、日本は、石炭火力が持続可能な開発に資すると考える途上国に働きかけ、その旨を明確に制度化してもらうことが望ましく、石炭火力をどう位置付け、どう活用するのか、エネルギー安全保障・国家安全保障・CO₂削減を包含した日本の国レベルでの戦略の策定が必要だと述べる。

第4章 米国の環境・エネルギー政策と変化する原油・天然ガス市場

一般財団法人 国際貿易投資研究所
客員研究員 木村 誠

米国の環境・エネルギー政策は3つの対立軸から動いている。1点目は、化石燃料（石油・天然ガス・石炭）と再生可能エネルギー（太陽光、風力）という燃料間の対立軸である。2点目は環境規制をめぐる連邦政府と州政府の対立軸である。そして3点目は輸出市場をめぐる中東産油国やロシアとのエネルギー覇権争いという地域間の対立軸である。こうした3つの対立軸が明確になってきたのは、2008年頃から始まった米国のシェール革命以降からである。2018年の米国の原油生産は過去最高の日量1,095万バレルと、この10年間で2.2倍に増加し、サウジ、ロシアを抜き米国は世界最大の産油国となった。まさに「シェール革命はゲームチェンジャーであり、米国のエネルギー安全保障体制を大きく変えた」（マイク・ポンペオ国務長官）。しかし将来の脱炭素社会に向けてエネルギーミックスのありかたなど課題も残る。

第5章 中国のエネルギー事情

独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構 調査部
エネルギー資源調査課長 竹原 美佳

中国は大気汚染対策や低炭素化社会の実現という観点から省エネルギー、排出抑制政策を推進、原子力・再生可能エネルギーや天然ガスの利用が進んだ。石油消費の伸びは鈍化しているが、自動車の保有台数（ストック）の積み上がりと航空燃料や石化需要など自動車以外の需要を踏まえると世界の石油需要を下支えする状況が2030年代まで続くと考えられる。天然ガスは需要拡大の見通しだがシェールガスの開発など供給に不確実性がある。

第6章 ドイツの褐炭産業の現状

一般財団法人 国際貿易投資研究所

客員研究員 伊崎 捷治

ドイツは世界最大の褐炭産出国である。褐炭はほとんどが発電に利用されており、総発電量の22%、一次エネルギー消費の11%を占める重要な国産エネルギーである。

しかし、褐炭発電はエネルギー起源のCO₂排出量では40%を占めるなど環境への影響が大きいことから、ドイツ政府は2038年までに褐炭発電を石炭発電とともに全面的に廃止する計画である。

このうち、石炭はすべて輸入に依存しており、天然ガスなどへの切り替えも比較的容易だとみられる。これに対して、発電のための褐炭採掘事業は極めて大規模なもので、地下深くまで自然環境を傷つけてきており、それらの回復という大きな課題が残される。その状況をドイツ西部のライプラント、中部ドイツ、東部ドイツのラウジッツの3つの産炭地域に見る。

第7章 「資源小国」トルコのエネルギー政策

ーエネルギー覇権の狭間で目指すハブ構想実現ー

一般財団法人 国際貿易投資研究所

客員研究員 夏目 美詠子

トルコは世界の石油・ガスの大半を産出する地域に隣接しながら、エネルギー供給の7割以上を輸入に頼る「資源小国」である。このため、エネルギー安全保障は国家の再重要課題であり、供給量確保や調達先の多様化に苦心しながら、国産資源活用やエネルギー市場の自由化を推進してきた。電力や石油の市場自由化は概ね完了し、安定供給も達成された。特に電力市場の自由化は、2001年のトルコ金融危機後の経済構造改革の一環として行われ、支援した世銀が「他国が範とすべき成功例」と称賛する成果を上げた。一方、トルコは天然ガス産出国と大消費地・欧州の狭間に位置するために、エネルギー覇権の主戦場となってきた。天然ガスは価格や調達ルート（パイプライン経由の輸入が8割）の硬直性もあって、市場自由化や調達先の多様化がトルコの思惑通りには進まない。しかし地政学的位置を活かしてエネルギーハブとなる構想は、冷戦終結以来掲げてきた外交戦略でもある。折しも TANAP、TurkStream というアゼルバイジャンとロシアからの新規ガスパイプラインが開通し、トルコはウクライナのような欧州向けガスが通過する「トランジット国」となった。現下の状況を構想実現への足掛かりとできるのか、トルコのエネルギー政策の正念場である。

第8章 石油、移民、権威主義—湾岸アラブ諸国の安定性をさぐる—

宇都宮大学 国際学部

准教授 松尾 昌樹

本稿は、湾岸アラブ諸国（クウェート、バハレーン、オマーン、カタール、アラブ首長国連邦、サウジアラビア）の政治的・社会的安定が生み出され、維持される仕組みを、石油、移民、権威主義の観点から、レンティア国家仮説とエスノクラシー体制という二つの理論的枠組みに基づいて考察する。

目 次

第1章 世界のエネルギー需給の現状と将来展望、およびその課題	1
第1節 世界のエネルギー需給の現状と課題	1
1. 世界のエネルギー需給の全体像	1
2. 電力消費量に関する世界の動向	2
第2節 将来のエネルギー消費シナリオ	3
1. エネルギー消費量に関する将来シナリオ	3
2. 世界の電力消費量に関する予測	5
第3節 再生可能エネルギーの導入量と投資額	7
1. OECD 発表の 2040 年予測	7
2. 世界のエネルギー関連投資額	9
第4節 エネルギー大転換の課題と可能性	11
1. 将来シナリオの実現性	11
2. 課題と可能性	12
第2章 第5次エネルギー基本計画と原子力・天然ガス・再生エネ・水素の今後	14
第1節 はじめに	14
第2節 第5次エネルギー基本計画の問題点	14
第3節 原子力が直面する問題	16
第4節 天然ガスが直面する問題	19
第5節 再生可能エネルギーが直面する問題	20
第6節 水素が直面する問題	22
1. 水素基本戦略と第5次エネルギー基本計画	22
2. 水素・燃料電池ロードマップが描く三つのフェーズ	23
3. 着実に進行する燃料電池の社会への実装	24
4. 停滞する水素発電の取組み	24
5. メタネーションの可能性	25
6. 矛盾を抱える二つの閣議決定	26
7. CCS と CO ₂ フリー水素チェーン	27
8. 都市ガス業界がメタネーションに取り組む理由	28
第7節 おわりに	29

第3章 日本の石炭戦略	30
第1節 エネルギー安全保障のための石炭火力	30
第2節 途上国の持続可能な経済開発のための石炭火力	33
第3節 自由と平和のための石炭火力	34
第4節 温暖化対策としての電化に寄与する石炭火力	35
第5節 設備利用率の変化で CO ₂ の大幅削減は可能だ	36
第6節 CCS&バイオの技術開発のための石炭火力技術	37
第7節 CCU の戦略	38
第8節 提言	39
第4章 米国の環境・エネルギー政策と変化する原油・天然ガス市場	40
第1節 トランプ政権の環境・エネルギー政策	40
1. 米国による「エネルギーの支配」を目指す	40
2. 「新しいエネルギーのリアリズム」	40
3. 規制緩和の進展	41
4. 再開するパイプライン建設	44
5. 州政府・企業は独自の気候変動対策を推進	44
第2節 転換期を迎える米原油業界	45
1. Permian ユーフォリア：原油生産は 2020 年代には日量 1,500 万バレルへ	45
2. 原油価格は 50 ドル台後半～60 ドル台前半の踊り場に	46
第3節 天然ガスフローはこの 10 年で大きく変化	47
1. 米国は 2011 年以降世界最大の産ガス国に：マーセラスがすべてを変えた	47
2. 米国は LNG 輸出大国へ	48
3. 天然ガス輸出市場をめぐる中東、ロシアとの覇権争い	49
4. 課題：脱炭素社会に向けて	51
第5章 中国のエネルギー事情	52
第1節 世界最大のエネルギー消費国中国	52
1. 省エネルギー、環境政策がもたらしたエネルギー需給構造の変化	52
第2節 石油・天然ガスの消費構造、調達の変化	54
1. 石油	54
2. 天然ガス	57

第6章 ドイツの褐炭産業の現状	62
まえがき	62
第1節 ドイツのエネルギー消費と温室効果ガス	62
第2節 褐炭発電と温室効果ガス削減への動き	63
第3節 褐炭産業の概要	64
第4節 褐炭資源と産炭地	67
第5節 褐炭鉱業	68
1. 露天掘り	68
2. 露天掘りと自然環境	69
3. 採掘跡地の修復と利用	70
4. 採掘のための許認可	71
第6節 採炭地域の現況	72
1. ラインラント炭田	72
2. ラウジッツ炭田	75
3. 中部ドイツ	77
あとがき	79
第7章 「資源小国」トルコのエネルギー政策ーエネルギー覇権の狭間で目指すハブ構想実現ー ...	80
はじめに	80
第1節 電力市場	82
1. 「他国が範とすべき」電力市場自由化	82
2. 民間投資拡大で電力の安定供給確保	83
3. 国産電源活用の成功と失敗	85
第2節 天然ガス市場	87
1. 市場自由化の遅滞	87
2. 慢性的な需給ひっ迫	88
3. カスピ海産ガスを初めて欧州へ運ぶ TANAP	90
4. エネルギー覇権の果ての TurkStream	91
5. ガス需給見通しと米国の対イラン制裁の影響	93
第3節 地域のエネルギーハブになるには	94
1. エネルギーハブの条件と意義	94
2. 東地中海と KRG のガス誘致は困難	95
3. 石油ではすでに Transit Hub	96
おわりに	96

第8章 石油、移民、権威主義－湾岸アラブ諸国の安定性をさぐる－	99
はじめに	99
第1節 湾岸アラブ諸国の概要	99
1. 権威主義体制	100
2. 移民受け入れ	102
第2節 レンティア国家仮説	103
1. レンティア国家仮説の枠組み	103
2. 財政からのアプローチ	104
第3節 エスノクラシー論	105
1. エスノクラシー論の概要	105
2. カファール制	107
3. 短期滞在の罫	107
4. 低技能労働者への依存	109
第4節 結論	110
【参考-1】「資源エネルギー研究会」（設立案）	113
【参考-2】資源エネルギー研究会の実施履歴	115
【参考-3】「日本のエネルギー政策の方向」セミナー	117

第1章 世界のエネルギー需給の現状と将来展望、およびその課題

東京国際大学 国際関係学部
教授 武石 礼司

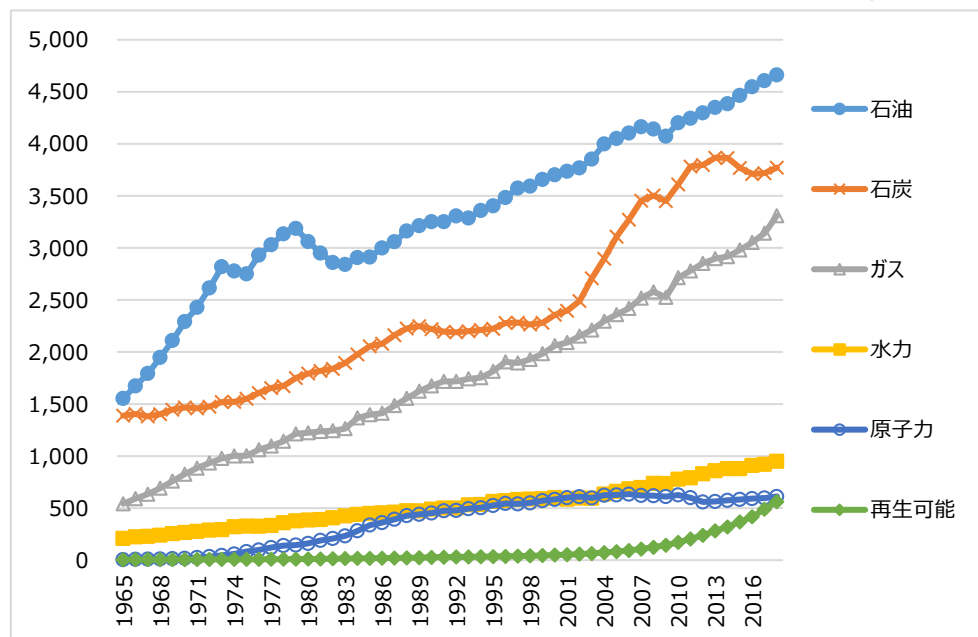
第1節 世界のエネルギー需給の現状と課題

1. 世界のエネルギー需給の全体像

世界のエネルギーの需要量は、2000年代に入ってから、中国の急速な経済成長を受けて急増した。図1で示すように、世界のエネルギー需要量は、歴史上、出現したことがなかった勢いで増えており、石油、石炭、ガスという化石燃料の増大が特に大きかった。

図1で、石炭の消費量が2000年代に入ってから急上昇しているが、これは中国経済の高成長に伴い生じた石炭消費量の増大が大きく寄与している。中国では、世界の工場と言われるほど、製造業に特化した投資ブームが生じ、また、急増する電力需要をまかなうために石炭火力発電所の大増設が生じた。世界の石炭消費量は、いったん2013年をピークとして減少する傾向が見られるが、2016年を底として再度上昇に転じている。このように石炭消費量が2000年代に増大し、次いで2014年以降にいったん減少し、2017年以降に、再度、増大しているのは、そのいずれもが中国の石炭生産の動向および、同国におけるエネルギー政策の行方に大きな影響を受けている。

図1：世界のエネルギー消費量の燃料別の推移（単位：石油換算 100 万トン）



出所：BP statistics, 2019 データより筆者作成

図1で、もう1件、注目される事項は、もともと消費量が多かった石油、石炭、ガスという化石燃料のエネルギー源が、いずれも増大傾向をたどってきているという点である。

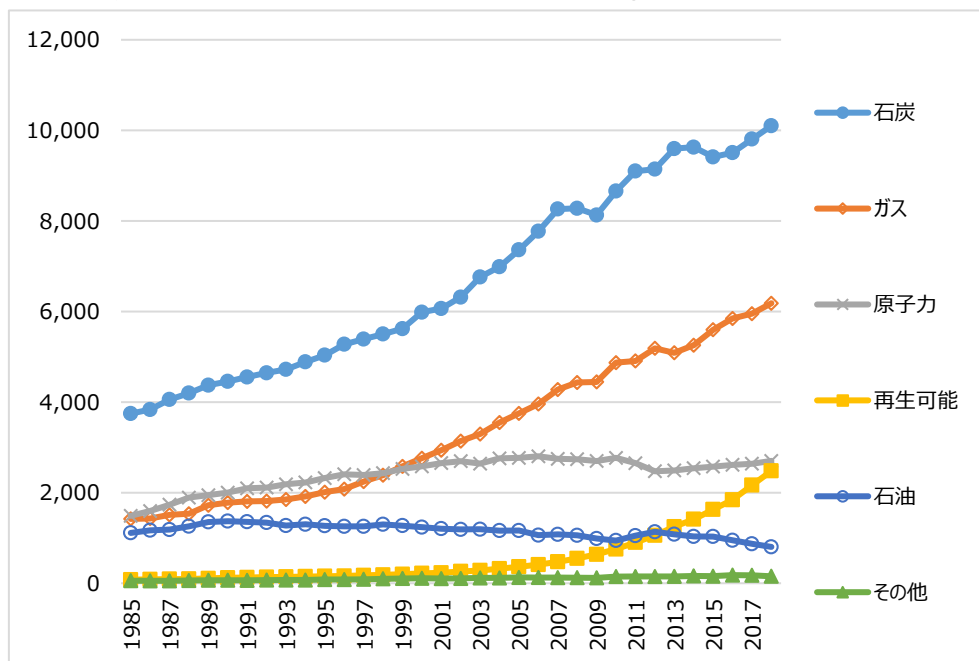
これら石油、石炭、ガスの消費量に比べると、水力、原子力および、「水力以外のその他の再生可能エネルギー」の消費量（太陽光、風力、バイオマス、地熱等）は、いずれも少ない。

確かに、2010年代に入ってから、図1で示す再生可能エネルギーの消費量が大きく伸びているが、漸く、原子力の消費量に近づいている段階であり、石油、石炭、ガスという化石燃料エネルギーの消費量と比べると少なく、未だこれら化石燃料を代替するという段階までには至っていない。

2. 電力消費量に関する世界の動向

次に、世界のエネルギー消費量を示す図1のうちの一部分を占める世界の電力消費量の部分を取り出して、燃料別に分析を行ってみる。世界全体についての発電量の推移を図2でみると、石炭火力による発電量が最も多く、第2位がガス火力、第3位が2018年段階では原子力と再生可能エネルギー（水力、太陽光、風力、バイオマス、地熱等を含む）がほぼ同量となっている。第5位が石油火力で、この発電量は低下傾向をとっている。第6位が「その他」で、この中には揚水発電、「石炭、ガス、石油に含まれない化石燃料の発電」等が含まれている。石炭火力が大きく伸びる傾向にある点が注目される。続いて、ガス火力も石炭火力の伸びと同じく増大を遂げている。また再生可能エネルギーによる発電が、2010年代以降に大きく伸び始めている点も確認できる。原子力発電による発電量は横ばいとなっている。

図2：世界の発電電力量の推移（単位：テラワットアワー）



出所：BP statistics, 2019 データより作成

先に検討した図 1 の数値を見ると、化石燃料の役割が、エネルギー全体の消費量としても極めて大きく、2018 年で石油、石炭、ガスの合計がエネルギー消費量全体の 81%を占めている。

図 2 で電力消費量に占める化石燃料の比率を見ると 76%であり、エネルギー全体の消費量と同じく、電力消費量においても、依然として化石燃料の重要性が現状では極めて高いことが確認できる。

地球環境問題を議論する 2015 年のパリ会議 (COP21) においてパリ協定が合意され、2016 年には発効しており、世界各国は温室効果ガスの削減を目指して各々の国の削減計画を提出することが要請されている。ただし、現状では、エネルギーの総消費量および電力消費量の両方の面から見ても、化石燃料への依存度が極めて高い状況が存在していることが、図 1 および図 2 を用いた検討で確認できる。

第 2 節 将来のエネルギー消費シナリオ

1. エネルギー消費量に関する将来シナリオ

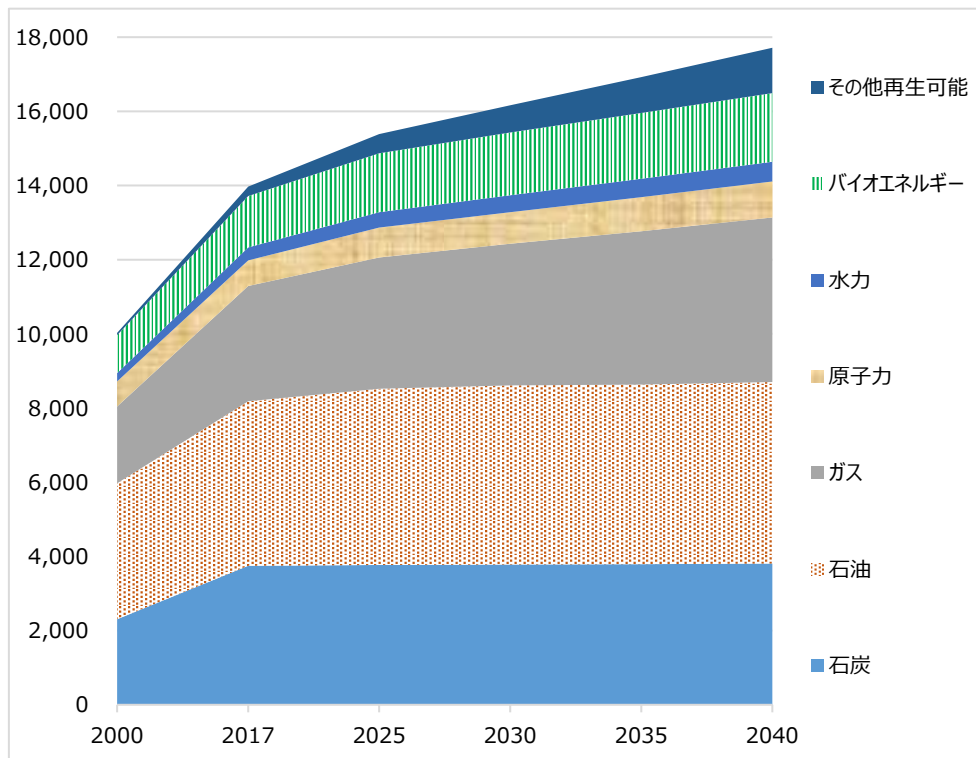
OECD の国際エネルギー機関 (IEA) は、毎年、各年版の World Energy Outlook を発表し、将来シナリオを提示しているが、2018 年版によれば、以下のような世界のエネルギーシナリオが提示されている。

図 3 は、世界の一次エネルギー消費の 2040 年までの予測で、「ニューポリシー・シナリオ」と呼ばれる「今後導入可能な新技術を盛り込む」と予測して作成されたシナリオである。この「ニューポリシー・シナリオ」では、2040 年に向けて世界のエネルギー消費量は増大を続けると予測されている。世界の人口は、今後もインド等のアジア諸国、および、アフリカ諸国を中心として、増大を続けると予測されており、一人当りのエネルギー消費量も増大が予測できる国が多くあるために、エネルギー消費量も着実に増大すると予測されている。

内訳を見ると、2017 年から 2040 年に向けて、石炭消費量は年率 1.0%増でわずかに増大し、石油は年率 0.4%の増大、ガスは年率 1.6%で増大すると予測されている。原子力は年率 1.5%の増大、水力は年率 1.8%の増大、バイオエネルギーは年率 1.3%の増大、(その他)再生可能エネルギー (含む、太陽光、風力等) は年率 7.1%という大幅増が予測されている。

ただし、2040 年に至っても化石燃料への依存度が高い状況は変わらず、石油、石炭、天然ガスの合計が、総エネルギー消費量に占める比率は 74%と高いままである。2017 年における化石燃料の比率が全体の 75%であったのと比べ、大きな差異は生じないと予測されている。

図 3：世界の一次エネルギー消費の 2040 年までの予測（ニューポリシー・シナリオ）（単位：石油換算百万トン）



出所：OECD IEA "World Energy Outlook 2018"データより作成

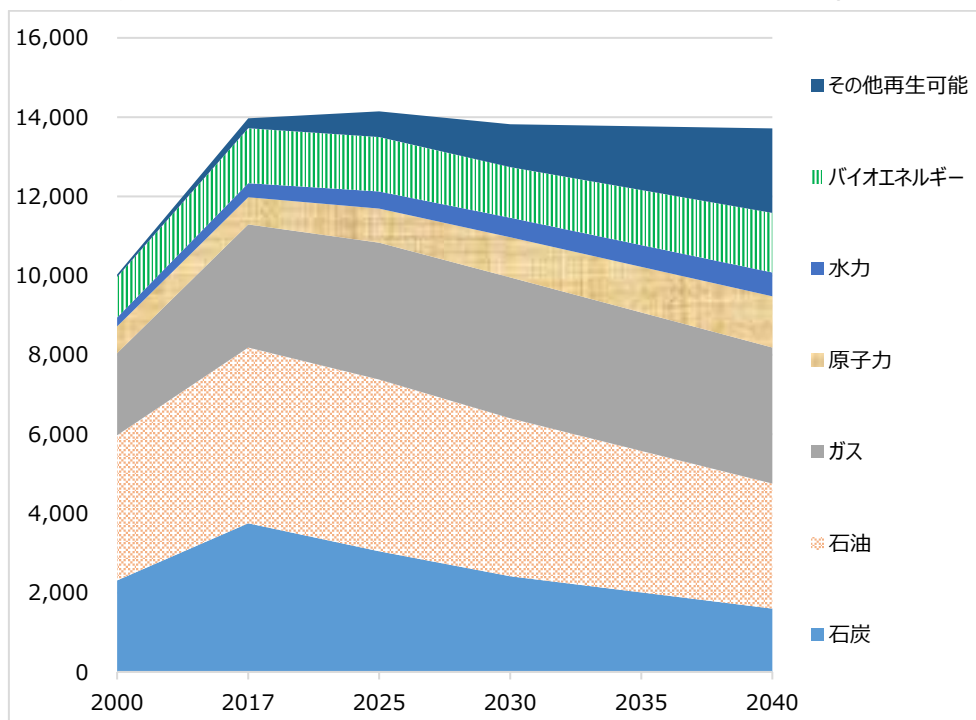
図 4 の「持続可能シナリオ」は、図 3 のニューポリシー・シナリオに、新たにより強力な政策手段を用いて 2017 年以降のエネルギー消費量の抑制、特に化石燃料のうちの石炭の大幅な削減を図るとした場合の数値を示している。

発展途上国における人口増が間違いなく生じ、かつ一人当たりのエネルギー消費量の増大が予測される中、図 4 で示す状況が達成されるためには、先進国が身を切ってエネルギー消費量を削減し、かつ、脱炭素の政策を強力に推し進めることが必要となる。問題は、発展途上国のエネルギー消費量の増大を、いかにしたら抑制可能かという点である。

2017 年から 2040 年の期間の数値で見ると、石炭は年率 -3.6% でマイナスとなり、石油も年率 -1.5% で削減され、一方、ガスは年率 0.4% で増大し、原子力も年率 2.8% で増大し、水力も年率 2.3% で増え、バイオエネルギーも年率 0.4% で増え、（その他）再生可能エネルギーも年率 9.7% で増大するとの予測となっている。

2017 年の数値と比べ、2040 年において、石炭消費量は 4 割のみに減少させ、石油は 7 割に減少させるというのがこのシナリオである。増大部分は、ガスが同期間で 1 割増、原子力が 8 割増、水力が 7 割増、バイオマスエネルギーが 1 割増、（その他）再生可能エネルギーは 2017 年比で 2040 年には 8 倍になるとの予測となっている。

図 4：世界の一次エネルギー消費の 2040 年までの予測（持続可能シナリオ）（単位：石油換算百万トン）



出所：OECD IEA "World Energy Outlook 2018"データより作成

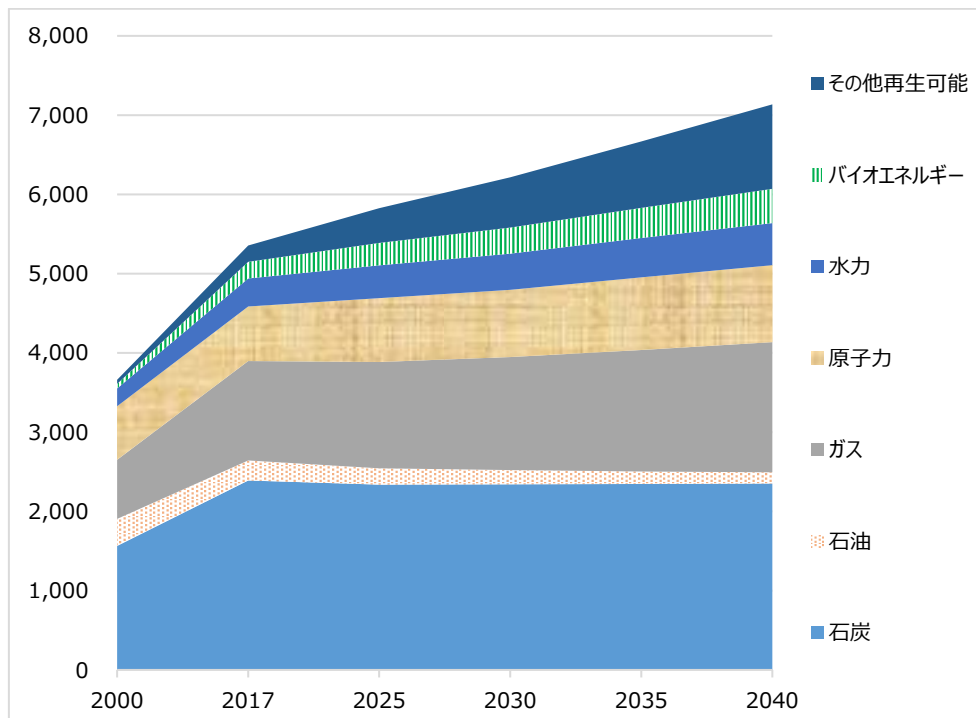
2. 世界の電力消費量に関する予測

電力消費量に関しては、2017 年比で 2040 年には、図 5 で示すように、33%の増大が予測されている。図 3 で見た、世界の一次エネルギー消費の 2040 年までの予測では、2017 年比、2040 年には 27%の増大が予測されていたが、図 5 の電力消費量に関しては、同じ期間で 33%と電力消費量のほうが、エネルギー消費量全体よりも大きい比率で伸びると予測されている。これは、世界的に自動車も含めて電化を促進する傾向、電力シフトが顕著となっている技術の動向を踏まえた予測数値である。

発電燃料別に見ると、2017 年と 2040 年では、石炭は年率 -0.1% でマイナスとなり、石油も年率 -2.5% でさらに削減され、一方、ガスは年率 1.2% で大きく増え、原子力も年率 1.5% で増大し、水力も年率 1.8% で増え、バイオエネルギーも年率 3.2% で増え、（その他）再生可能エネルギーも年率 7.4% で増大するとの予測となっている。

世界の電力消費量が今後も年率 1.3% 程度で増大していくことが予測される中、石炭火力を大幅に削減することは、特に発展途上国においては容易ではない。石炭火力の世界全体での減少率が、ニューポリシー・シナリオでは年率 0.1% に止まると予測されていることは、発電コストが安い石炭火力を削減することが簡単ではないことを示している。

図 5：世界の電力消費量の 2040 年までの予測（ニューポリシー・シナリオ）（単位：テラワットアワー）



出所：OECD IEA "World Energy Outlook 2018"データより作成

石炭火力用の石炭消費量がほぼ横ばいで推移し、ガス火力も増加すると、世界の CO₂ 排出量は 2040 年に向けて増大することを意味する。図 6 は、世界の総電力消費量が増大する中においてであるが、それでも化石燃料の消費量を大幅に削減するとする IEA の 2040 年に向けた「持続可能シナリオ」である。

この持続可能シナリオでは、2017 年から 2040 年の期間に、電力消費量の総量は年率 0.5% で増大するが、石炭は年率 -6.5% でマイナスとなり、石油も年率 -5.9 で削減され、ガスも年率 -0.8% で減少するとのシナリオとなっている。

一方、原子力は年率 2.8% で増大し、水力も年率 2.3% で増え、バイオエネルギーも年率 4.4% で増え、（その他）再生可能エネルギーも年率 10.0% で大幅に増えるとの予測となっている。

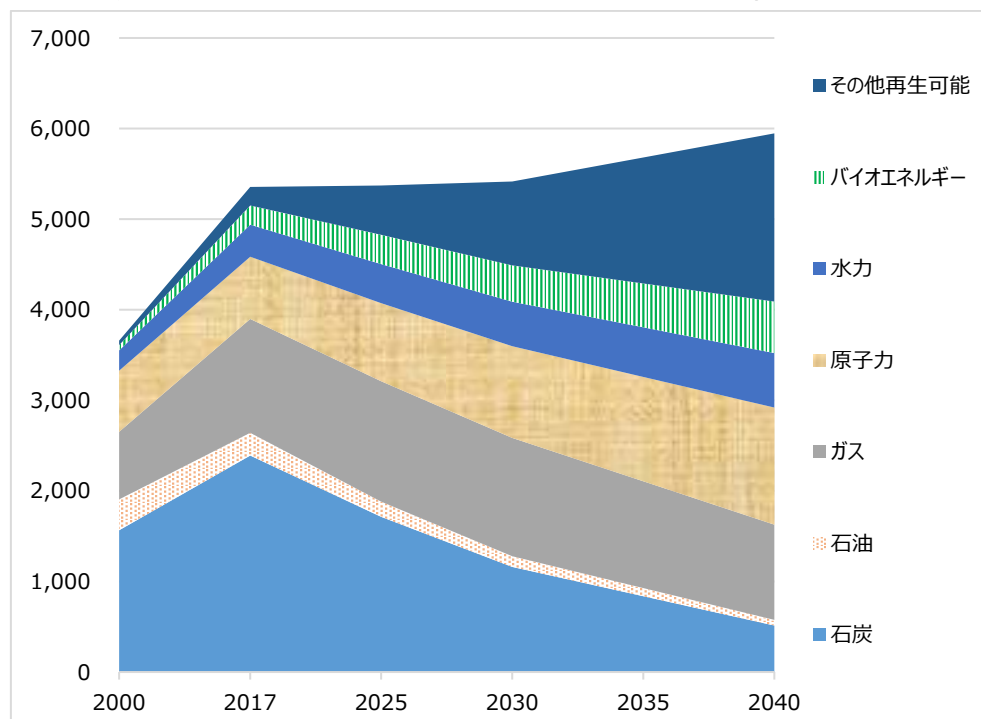
このように発電用の化石燃料を 2017 年から 2040 年の間に、いずれも減少させるのが持続可能シナリオで、石炭火力の石炭消費量は全体の 21% に減少させ、石油は 25% に減少、ガスも 84% に減少させるシナリオとなっている。増大部分は、原子力が 1.9 倍、水力が 1.7 倍、バイオマスエネルギー 2.7 倍、（その他）再生可能エネルギーは 2017 年比で 2040 年には 9.0 倍にするとの予測となっている。

この「持続可能シナリオ」の実現可能性であるが、極めて難しいと判断せざるを得ない。例えば、インドのように、近い将来、中国を抜いて人口世界一となり、経済成長も続くことが予測されている国で、電力消費量の増大のために自国に豊富に埋蔵されている石炭の使

用を抑制する政策を導入することは、財政的にも、経済的にも、極めて難しい。

また、アフリカの諸国においても、インドと同様に、長らく待ち望んだ経済成長の機会が目前に出現しつつある中、アフリカ各国が自ら進んで CO₂ 削減のために化石燃料消費を抑制することは、発電コストが安ければ、国が目指す産業誘致、電化促進の可能性が高いだけに、簡単ではないと考えられる。

図 6：世界の電力消費量の 2040 年までの予測（持続可能シナリオ）（単位：テラワットアワー）



出所：OECD IEA "World Energy Outlook 2018"データより作成

以上、本稿で行ってきた検討から判断すると、OECD IEA 作成のシナリオを比べた中で、まず第一に目指すべきなのは「ニューポリシー・シナリオ」で示されたような、現状で可能な最大限のエネルギー消費の高効率化と消費量の抑制を図る取り組みである。さらに進んで、どの部分で「持続可能シナリオ」に近づく可能性があるかという点を検討しておく必要があると言える。

第 3 節 再生可能エネルギーの導入量と投資額

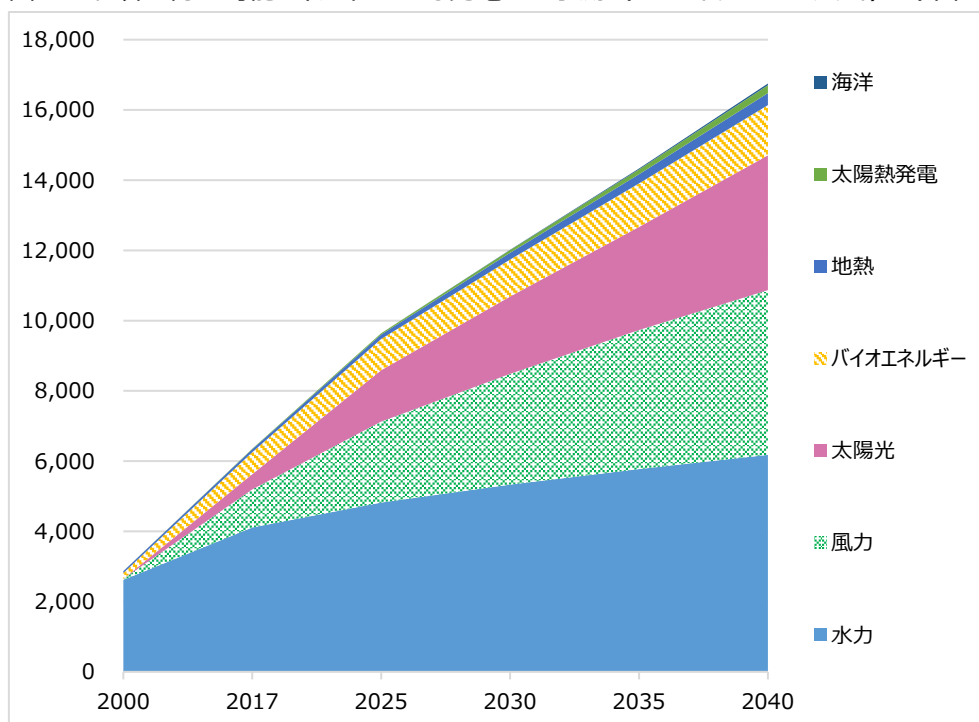
1. OECD 発表の 2040 年予測

再生可能エネルギーは、電力として供給される部分が多く、その他、熱供給等を担う部分

は、他のエネルギー源と比べて多くない。再生可能エネルギーは一度設置されると、燃料代がかからない太陽光・風力のような設備があり、そのため、発電コストに従い優先的な売電のポジション（優先接続）を確保することが可能である場合がある。したがって、再生可能エネルギーがどの程度導入できるかに依存して、再生可能エネルギーにより供給される電力で、供給が不足する部分を、化石燃料等のその他の電源による発電でカバーして供給し、全体の電力需要を満たす状態が出現する。

OECD の国際エネルギー機関が、2018 年に発表した 2040 年までの世界の再生可能エネルギーの導入量の予測：IEA "World Energy Outlook 2018"では、図 7 のニューポリシー・シナリオと、図 8 の持続可能シナリオが提示されている。

図 7：世界の再生可能エネルギーによる発電量の予測（ニューポリシー・シナリオ）（単位：テラワットアワー）



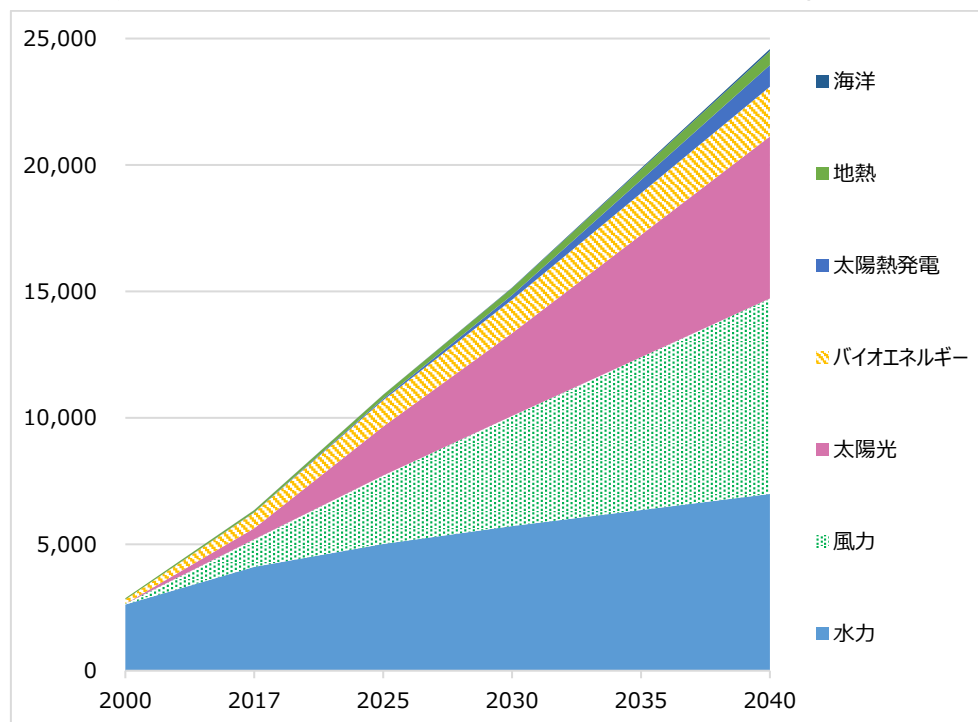
出所：OECD IEA "World Energy Outlook 2018"データより作成

パリ協定の 1.5 度 C 目標の達成を目指した「持続可能シナリオ」では、「ニューポリシー・シナリオ」に比べて 5 割近い増大となるとして、2040 年には、風力の発電量が水力の発電量を上回るとしている。2017 年の数値に対して、2040 年の目標量は何倍になるかを見ると、水力が 1.7 倍、風力が 7.1 倍、太陽光が 14.7 倍、バイオエネルギーが 3.2 倍、地熱が 77.7 倍、太陽熱発電が 6.4 倍、海洋発電が 78.0 倍、再生可能エネルギー全体では 3.9 になるとの数値が掲げられている。

このように大規模に再生可能エネルギーの増大を図ると、先に図 6 で確認したように、2040 年における世界の発電量全体に占める再生可能エネルギーの比率は、水力が 10.1%、

バイオエネルギーが9.6%、「その他の再生可能エネルギーである風力、太陽光等の合計」が31.2%となり、広義の再生可能エネルギーの合計は50%を上回るとの予測となっている。

図 8：世界の再生可能エネルギーによる発電量の予測（持続可能シナリオ）（単位：テラワットアワー）



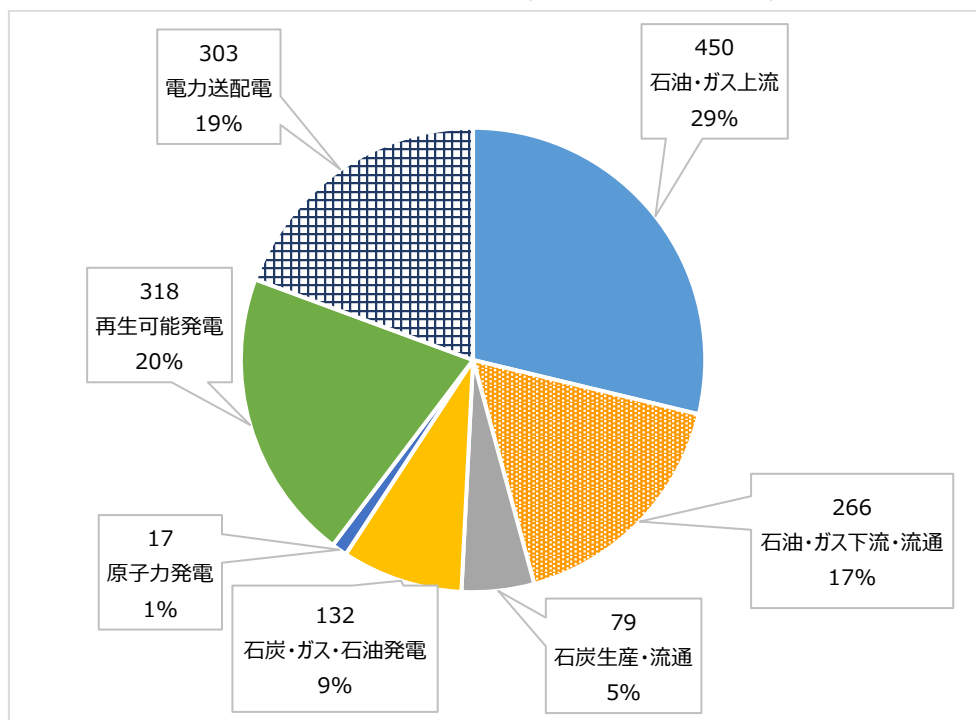
出所：OECD IEA "World Energy Outlook 2018"データより作成

化石燃料による発電では燃料代が必要となるが、自然エネルギーを利用する再生可能エネルギーでは燃料代がかからないために、発電コストが安価になる。再生可能エネルギーの導入にあたっては、初期の設置コストがどの程度となるか、また、発電量が変動する電源であるために必要となる蓄電・バックアップ等のコストがどの程度となるかに依存して、全体のコストが決まる。そのほかの留意点としては、再生可能エネルギーは設備容量 (kW) が大きくても、常に発電されるわけではなく、設備利用率が風力発電で20% (陸上) から30% (洋上) 程度、太陽光発電で10%台から20%程度となっており、設備投資コストの負担が、設備利用率が低い分だけ相対的に割高となる傾向が生じる。

2. 世界のエネルギー関連投資額

世界のエネルギー関連投資額を OECD のエネルギー機関が推計した数値 (2017 年) で見ると、図 9 で示すように、石油・石炭・ガスという化石燃料向けの投資額が依然として多く、合計でほぼ6割を占めている。ただし、再生可能エネルギーに対する投資額が増大中で2017 年において全投資額の2割を占める3,180 億ドルに達している。

図 9：世界のエネルギー関連投資額（2017 年）（単位：10 億ドル）



出所：OECD IEA, “World Energy Investment 2018”, p.26, Table 1.1 データより作成

表 1 は、世界のエネルギー向けの投資額を 1 年あたりの金額として、平均額を見積もった数値である。化石燃料が 67% を占めた 2010 年から 2017 年の期間の年平均の実績値と比べると、将来に向けては、化石燃料への投資額が減る場合と、増える場合の両方が存在し得ると予想されている。

将来の数値としては、表 1 の中で「新」で示すニューポリシー・シナリオでは化石燃料への投資額が 2018 年から 2025 年の間でいったん減少するが、世界のエネルギー消費量の増大を受けて、2026 年から 2040 年の期間では再度増大へ向かうと予測されている。

「現状」で示す、現状政策シナリオでは、2026 年から 2040 年に向けて、多額の化石燃料に向けた投資が必要であると見積もられている。

「持続」と表示した「持続可能シナリオ」においては、2026 年から 2040 年で化石燃料向けの投資額は半減する。

一方、再生可能エネルギーに関しては、「新」シナリオではゆっくりした増大に向かい、「現状」シナリオでは横ばいの数値となる。「持続」シナリオでは、2040 年に向けて投資額を倍増させるとの予測となっている。

先に図 8 で見た、世界の再生可能エネルギーの導入量の持続可能シナリオにおける予測では、再生可能エネルギーの導入量は 2017 年比で 2040 年には 3 倍を超えており、表 1 で見るように 2 倍の投資をすると 2017 年比で、2040 年に 3 倍以上の発電量を得ることが予測されていることになる。これは、再生可能エネルギーの発電コストが今後も低下すること

を見込んだ見積もりである。

ただし、2017 年比で 2040 年に再生可能エネルギー向けの投資額が 2 倍となり、同期間で発電量が 3 倍となったとしても、化石燃料による発電量は依然として大きく、その他再生可能エネルギーに加えて、水力、原子力およびバイオマスエネルギーによる発電量を大幅に増やすことが必要とされている。

表 1：世界のエネルギー向け年間平均投資額の予測（単位：10 億ドル）

	2010-17	新 2018-25	新 2026-40	現状 2018-25	現状 2026-40	持続 2018-25	持続 2026-40
化石燃料	1,171	967	1,081	1,043	1,407	830	574
再生可能エネルギー	293	331	380	295	296	467	663
電力ネットワーク	264	313	387	334	397	286	462
その他	20	61	62	60	57	67	150
合計	1,749	1,672	1,909	1,732	2,157	1,649	1,848

出所：OECD IEA "World Energy Outlook 2018" p.50 データより作成

第 4 節 エネルギー大転換の課題と可能性

1. 将来シナリオの実現性

世界のエネルギー需給は、従来、化石燃料に 7 割、8 割と大きく依存してきた。近年に至り、再生可能エネルギーの大幅増大を目指す動きが生じているが、しかし、世界のエネルギー消費量の動向は、エネルギー全体として見ても、また、電力消費量の動向を見ても、比率を短期間で大きく変えていくことは困難である。OECD IEA のシナリオに示されたように、2040 年を目指して大きく変化を生じさせる「持続可能シナリオ」が提示されていても、コストだけを見ても、既存の発電設備と流通システムが出来上がっている中で、持続可能シナリオのような大きな変化を生じさせることは容易ではない。

確かに近年、米国でシェールガスが大量に生産されるようになり、米国の石炭火力発電量は急激に低下しており、石炭火力からガス火力へという急激な、発電燃料のシフトが生じた例がある。しかし、発電コストの競争を行う中で、太陽光、風力のような再生可能エネルギーが、短期間で化石燃料による発電を代替していくことは難しい。これら再生可能エネルギーは変動電源であり、設備利用率が、太陽光であれば日中に偏り、風力も、発電時間が日々変化する傾向があるため、ベース電源として使うためには、使えるようにするための付帯する設備に対して投資をする必要があるためである。蓄電池の増設、送電線の増強等、設備の整備には、時間とコストが必要となる。

2. 課題と可能性

日本で 2012 年から導入された固定価格買取制度（FIT）は、手厚い補助金を 5 分野の再生可能エネルギーに提供する内容であった。太陽光、風力、バイオマス、地熱、小水力のうち、短期間に設備の導入が可能で、税制上もメリットが大きかった太陽光に投資が集中し、日本は太陽光発電で中国、米国に次いで世界 3 位に躍り出る効果が出た。ただし、増大した買取価格を次第に引き下げるとともに、太陽光の導入のメリットは薄れてきており、導入量の停滞が生じようとしている。

日本の事例を見ると明らかなように、化石燃料を用いた発電を選択せずに、再生可能エネルギーを多量に導入していくためには、再生可能エネルギーの導入に対してインセンティブを与えるか、あるいは、法規制をかける等の何らかの強制力を政府等から公的に働かせることが必要となっていく。

将来における大幅なエネルギー転換を図るシナリオとして、例えば、シェル社が発表したスカイ・シナリオがあるが¹、このシナリオでは 2070 年および 2100 年に向けて、世界の CO₂ 排出量をできる限り減らすとした場合、エネルギー構成、および、電源構成がどのようになるかを検討している。結論としては、世界的に太陽光発電を大量に導入することを目指し、原子力と風力が太陽光に次いで多く導入されるシナリオとなっている。

石炭については、直ぐに消費量の削減を開始し、石油については消費量のピークが 2025 年、ガスについてはピークが 2035 年としてその後、大幅な削減を行って行くシナリオとなっている。2019 年現在では、石油、石炭、天然ガスの消費量はいずれも増大を続けており、石炭の消費量を減らすためには、ガスの消費量を増やす必要があるという関係が存在している²。

努力目標としてのシナリオと、CO₂ 排出量のゼロを目指す極端なエネルギー転換を目指すシナリオの 2 つが提示されていても、それら 2 つのシナリオの間の関係が詳しく検討されていない現状では、より現実的で建設的な施策の導入に向けた議論が深まらないままという状況が出現してしまっている。

今後、より多くの検討がなされる中、各国ごとのエネルギー選択の特異性を踏まえ、産業構造の特徴も配慮した、エネルギー選択をめぐる議論がなされていく必要がある。

【参考文献】

BP, “BP statistics 2019 edition,” 2019.

<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html> (2019 年 8 月 18 日アクセス)

OECD IEA, “World Energy Outlook 2018,” 2018.

OECD IEA, “World Energy Investment 2018,” 2018.

Shell, Shell Sky scenario, 2018.

<https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html>
(2019 年 8 月 18 日アクセス)

¹ Sky scenario は、2018 年に発表されたが、従来の 2 つあるいは 3 つの起こりえるシナリオを並立させて発表するのとは異なり、1 つのシナリオのみが発表されており、従来行われてきたシナリオとは異なった扱いとなっている。

<https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html>

² OECD IEA, “World Energy Outlook 2018” (2018) の中国のニューポリシー・シナリオでは、中国のエネルギー消費量のうち、2040 年に向けて、石油・ガス・原子力および再生可能エネルギーの消費量を増やし、石炭を減少させるシナリオとなっている。持続可能シナリオによれば、石炭の消費量を、2015 年をピークとして減少させ、石油の消費量も 2025 年以降削減する。ガス、原子力、水力および再生可能エネルギーの導入量を拡大する。中国の総エネルギー消費量を、2025 年をピークとして減少させる、としている。持続可能シナリオの実現は、中国に関して、極めて難しいと判断される。

第2章 第5次エネルギー基本計画と原子力・天然ガス・再生エネ・水素の今後

東京理科大学大学院 経営学研究科
教授 橘川 武郎

第1節 はじめに

本稿の課題は、2018年7月に閣議決定された第5次エネルギー基本計画を批判的に検討し、原子力・天然ガス・再生エネ・水素が直面する問題を明らかにすることにある。これらのうち第5次エネルギー基本計画がメタネーションという新しい方向性を打ち出した水素については、やや詳しく取り上げる。

第5次エネルギー基本計画は、第4次計画を4年ぶりに改定する形で閣議決定された。エネルギー基本計画とは、2002年に施行されたエネルギー政策基本法にもとづき策定されるもので、国の中長期的なエネルギー政策の指針を示す役割をもつ。最初のエネルギー基本計画は03年に策定されたが、それ以降、3～4年に1回のペースで改定されてきた。

第5次エネルギー基本計画の策定まで効力をもった第4次計画は、11年の東京電力・福島第一原子力発電所事故以降初めての改定を受け、14年に閣議決定された。それを受けて翌15年に決定されたエネルギー長期需給見通しは、30年の電源構成を原子力20～22%、再生可能エネルギー22～24%、火力56%とした。18年に閣議決定された第5次エネルギー基本計画においても、この電源構成見通しは維持されることになった。また、前回と同様に、第5次計画でも、原子力発電のリプレースに関する記述は回避され、問題は先送りされることになった。

第5次エネルギー基本計画の策定過程では、30年時点での状況について審議する総合資源エネルギー調査会基本政策分科会とは別に、50年時点での状況について審議するエネルギー情勢懇談会が設置され、国レベルでの議論は並行して行われた。情勢懇談会の提言は、再生可能エネルギーに関して50年時点で「主力電源化」することをめざすと明記するとともに、原子力に関して「実用段階にある脱炭素化の選択肢」として高い位置づけを与えた。これらの提言はいずれも、第5次エネルギー基本計画に盛り込まれた。

第2節 第5次エネルギー基本計画の問題点

第5次エネルギー基本計画は、三つの問題点を有している。

第1は、維持することを決めた15年策定の電源構成見通しに、そもそも問題があった点である。原子力の比率が高すぎ、再生可能エネルギーの比率が低すぎるのである。

12 年の原子炉等規制法の改正によって、原子力発電所については、運転開始から 40 年経った時点で廃炉とすることが原則とされ、特別な条件を満たした場合だけ 1 度に限ってプラス 20 年、つまり 60 年経過時点まで運転を認められることになっている。日本に現存する 33 基の原子炉（廃止が決まった炉や建設中の炉を除く）のうち、30 年 12 月末になっても運転開始後 40 年未満のものは 18 基にとどまる。つまり、「40 年運転停止原則」が厳格に運用された場合には、15 基が廃炉になるわけである。残る 18 基に、現在建設中で原子力規制委員会が審査中の中国電力・島根原子力発電所 3 号機と電源開発株式会社・大間原子力発電所が加わっても、20 基にしかない。これら 20 基が 70% の稼働率で稼働したとすると、30 年に約 9,800 億 kWh と見込まれる総発電量のほぼ 15% の電力を、原発は生み出すことになる。

「40 年運転停止原則」が効力を発揮すると 30 年における原発依存度は 15% 前後となるわけであるから、それより 5～7 ポイント多い政府決定の 20～22% という数値は、原子力発電所の運転期間延長か新增設かを前提としていることになる。安倍内閣は「現時点で原子力発電所の新增設は想定していない」と言っているから、この 5～7 ポイントの上積みは、ひとえに既存原発の 40 年を超えた運転、つまり運転期間延長によって遂行されるわけである。「40 年運転停止原則」に則った場合、30 年までに廃炉が予定される 15 基のうち、かなりの原発（少なくとも 10 基程度）を運転延長しなければ、政府が言う 5～7 ポイントの上積み達成することはできない。つまり、現行の原子炉等規制法の「40 年運転停止原則」ではなく、同法が例外的に可能性を認めた「60 年運転」が常態化することになるわけである。このような原子炉等規制法の強引な解釈は、安倍首相の「原発依存度を可能な限り低減する」という公約に違反していると言わざるをえない。

安倍首相の「再エネを可能な限り導入する」というもう一つの公約も守られていない。30 年の再エネ比率を 22～24% とする 15 年策定の電源構成見通しは、環境省発表の数値（30 年に 31%）と比べて相当に低いのである。

第 2 は、ここ数年のあいだに世界のエネルギー事情に激変が生じたにもかかわらず、それが第 5 次エネルギー基本計画に反映されていない点である。パリ協定の締結だけではなく、太陽光発電コストや風力発電コストの劇的な低落、原子力発電や石炭火力発電に出力調整を迫るほどの再生エネ電源の普及、シェールガス革命の進行による原油価格と天然ガス価格とのデカップリングの始まり、EV（電気自動車）普及見通しの上方修正など、近年、エネルギー・環境問題をめぐる国際情勢は大きく変化した。そうであるにもかかわらず、第 5 次計画は、これらの変化を無視して、15 年策定の電源構成見通しを維持したのである。

第 3 は、第 5 次エネルギー基本計画が 15 年策定の電源構成見通しを維持したことは、50 年を見据えた同計画自身の内容とも平仄が合わない点である。50 年に再生可能エネルギーを主力電源化すると言いながら、30 年の電源構成における再生可能エネルギーの比率を上方修正せず、22～24% に据え置いたままにしたことは、その端的な表れである。

また、第 5 次エネルギー基本計画が原発のリプレースに言及しなかったことも問題であ

る。と言うのは、リプレースがなければ、原子力発電が脱炭素化の選択肢になることはないからである。

既述のように、現在、わが国の原子力発電所には、廃炉が決まったものを除いて 33 基の原子炉が存在する（建設中の中国電力・島根 3 号機、電源開発・大間および東京電力・東通は、運転開始時期が未定のため、議論から除外する）。たとえ、これらのすべてについて、運転期間の 60 年間への延長が認められたにしても、50 年末に稼働しているのは 18 基にとどまる。その後、短期間のあいだに、稼働中の原子炉基数は急減する。60 年末には 5 基（北海道電力・泊 3 号機、東北電力・東通／女川 3 号機、中部電力・浜岡 5 号機、北陸電力・志賀 2 号機）、65 年末には 2 基（泊 3 号機、志賀 2 号機）となり、69 年 12 月に泊 3 号機が停止すると、皆無となる。これではとても、原子力を長期的に有効な「脱炭素化の選択肢」とみなすことはできない。

原子力発電を何らかの形で使い続けるのであれば、危険性を最小化するため、最新鋭炉を新增設するとともに古い炉を思い切って廃棄するリプレースを行うしかない。リプレースなしには原子力発電は、脱炭素化の選択肢になりえないのである。

リプレースは、「原子力依存度を可能な限り低減させる」という政府方針とも矛盾しない。最新鋭炉を建設する一方で、古い炉についてはそれを上回るペースで廃棄すれば良いからである。筆者は、リプレースを行うことによって、30 年の電源構成に占める原子力の比率は 15% 程度に抑えることができると考えている。

第 3 節 原子力が直面する問題

原子力を「脱炭素化の選択肢」にするといいながら、エネルギー情勢懇談会提言も第 5 次エネルギー基本計画も、原子力のリプレースに関して言及を避ける方針をとった。リプレースには 20～30 年の歳月を要するから、今、問題提起しなければ、30 年はおろか 50 年にも間に合わない。そうであるにもかかわらず、リプレースへの言及を回避した背景には、原子力についてはできる限りことを荒立てず、問題の「先送り」を決め込むという、政治家や官僚の思惑がある。

日本の原子力開発は、「国策民営」方式で進められてきた。福島第一原発事故のあと、事故を起こした当事者である東京電力（東電）が、福島の被災住民に深く謝罪し、ゼロベースで出直すのは、当然のことである。ただし、それだけですまないはずである。国策として原発を推進してきた以上、関係する政治家や官僚も、同様にゼロベースで出直すべきである。しかし、彼らは、それを避けたかった。そこで思いついたのが、「叩かれる側から叩く側に回る」という作戦である。

この作戦は、東電を「悪役」として存続させ、政治家や官僚は、その悪者をこらしめる「正義の味方」となるという構図で成り立っている。うがった見方かもしれないが、その悪者の役回りは、やがて、東電から電力業界全体、さらには都市ガス業界全体にまで広げられたよ

うである。一方で、政治家や官僚は、火の粉を被るおそれがある原子力問題については、深入りせず先送りする姿勢に徹した。このように考えれば、福島第一原発事故後政府が、電力システム改革や都市ガスシステム改革には熱心に取り組みながら、原子力政策については明確な方針を打ち出してこなかった理由が理解できる。熱心に「叩く側」に回ることによって、「叩かれる側」になることを巧妙に回避しようとしたのである（誤解が生じないように付言すれば、筆者は、電力や都市ガスの小売全面自由化それ自体については、きわめて有意義な改革だと評価している）。

結果として、福島第一原発事故後 8 年半が経過したにもかかわらず、原子力政策は漂流したままである。次の選挙・次のポストを最重要視する政治家・官僚の視界は、3 年先にしか及ばない。しかし、原子力政策を含むエネルギー政策を的確に打ち出すためには、少なくとも 30 年先を見通す眼力が求められる。このギャップは埋めがたいものがあり、そのため、日本の原子力政策をめぐるのは、戦略も司令塔も存在しないという不幸な状況が現出するにいたったのである。

戦略も司令塔も不在であることのつけは、リプレース問題だけでなく、使用済み核燃料の処理問題にも及んでいる。使用済み核燃料の危険な期間が万年単位のままでは、いくら政府が前面に出て、最終処分地が決まるはずはない。最終処分地の決定には危険な期間を数百年程度に短縮する毒性軽減炉の開発が必要不可欠であり、14 年策定の第 4 次エネルギー基本計画は、「もんじゅ」の高速炉をその開発のきっかけにすると位置づけていた。しかし、その「もんじゅ」は、2016 年末に廃炉が決まった。今回の第 5 次計画の策定にあたっては、「もんじゅ」に代わる毒性軽減炉開発のきっかけをどう明記するかが一つの焦点となったが、結局、抽象的な記述に終始し、ここでも、問題は先送りされた。

日本では、12 年末の総選挙以来、6 年半にわたって与党の政権基盤が強い時期が続いてきた。しかし、結局、そのあいだにも原子力のリプレースが打ち出されることはなく、問題の先送りが繰り返されてきた。これから、政治状況はより厳しさを増すだろう。資源小国の日本において、少なくとも現時点では捨てるべきでない重要な選択肢である原子力の未来が、「先送りの構造化」によって閉ざされようとしている。

東京電力・福島第一原子力発電所の事故によって原子力をめぐる政策変更や事業改革が国民的課題となったにもかかわらず、今日にいたっても、それらはほとんど成果をあげていない。確かに 12 年には原子力規制委員会が発足したが、それは「原子力規制」にかかわる事柄であって、「原子力規制」とは厳格に切り離されることになった「原子力行政」の分野では、改革は手つかずのままである。

ここで、に山積された原子力をめぐる諸問題について整理してみよう。それらは、大きく次の七つに分類することができる。

- (1) 福島事故の事後処理をいかに進め、被災地復興をどのように実現するか。
- (2) 18 年に閣議決定された「第 5 次エネルギー基本計画」が堅持した、30 年の電源構成における「原発比率 20～22%」方針を、いかに達成するか。

- (3) いずれにしても不可避の原子力施設の廃炉・廃止にあたり、必要な人材をどのように確保するか。
- (4) 「第5次エネルギー基本計画」が打ち出した50年までに再生可能エネルギーを「主力電源化」する新方針のもとで、原子力の未来をどのように描くか。
- (5) 「もんじゅ」廃炉後の核燃料サイクル、バックエンド対策（使用済み核燃料の処理）を、いかに進めるか。
- (6) 原発輸出が困難になった状況下で、日本の原発メーカーはいかなる方針をとるべきか。
- (7) そもそも、山積する原子力問題を解決する主体は、いったい誰なのか。

これらは、解決が困難な重たい問題ばかりである。

以上の七つの問題は、いかなる現実直面しているのだろうか。今後の進展を大まかに展望してみよう。

(1) について。福島事故の事後費用は、少なくとも21兆5,000億円に達すると言われている。事故を起こした東電が支払える金額をはるかに超えており、やがて国民が負担することになるのは避けられない。そうしなければ、福島復興はありえないからである。しかし、ものごとには順番がある。まずは東電自身が徹底的なリストラを遂行することが重要で、そのあとで初めて、国民負担は行われるべきである。東電の徹底的なリストラとは、柏崎・刈羽原子力発電所の完全売却にほかならない。その売却で得た資金は、全額、福島第一原発の廃炉費用に充当すべきである。売却先は、柏崎・刈羽原発の地元で電力を供給している東北電力や、現状では事実上の「準国営会社」となっている日本原子力発電（株）などになる。柏崎・刈羽原発の売却で東電の事業再建計画である「新々・総合特別事業計画」は崩壊するので、同社は、火力発電所も手放すことになり、(株) JERA は完全に中部電力のものになる。柏崎・刈羽原発を売却しても、東電は、傘下のネットワーク会社・東電パワーグリッドや小売会社・東電エナジーパートナーが、安定的な収益をあげ続けるため、従業員にボーナスを支給しつつ、半永久的に福島への賠償を継続することができる。柏崎・刈羽原発や東電の火力発電所で働く人員は別の会社にそれぞれ引き継がれるので、雇用の確保や電力の安定供給は担保される。(1) の福島事故の事後処理は、このように進展するであろうし、進展させるべきであろう。

(2) (3) について。30年の電源構成にいて原発比率を20～22%とする政府方針は、達成不可能だろう。依存度が何%であれ、将来も原発を使うのであれば、危険性を最小化する意味から、古い原子炉を廃棄し最新鋭の炉に建て替える「リプレース」が不可欠である。しかし、安倍一強時代が長く続いたにもかかわらず、政府は、選挙への影響をおそれて、「リプレース」を封印した。たとえ「リプレース」が行われても、新炉の建設規模より旧炉の廃止規模の方が上回るから、30年の原発依存度は多くても15%程度だろう。ましてや「リプレース」を回避する現状の政府方針のもとでは、30年の原発依存度は、目標の20～22%の半分以下にとどまるのではないか。いずれにしても原子力施設の廃炉・廃止は不可避であり、廃炉技術の社会的意義を明確にして、それを原子力工学の中心に据え直さない限り、必要な

人材を確保することは困難だろう。

(4) (5) について。原子力と再生エネルギーは、発電時に二酸化炭素をほとんど排出しないという点で、共通性をもつ。ただし、原子力には、使用済み核燃料の処理問題が未解決だという、致命的欠陥がある。したがって、「脱炭素」が進む 50 年の電源構成で主力となるのは、あくまで再エネだろう。ポスト「もんじゅ」の高速炉開発が思うように進展せず、バックエンド問題解決の見通しが立たないならば、わが国の原発が 50 年までにすべて「たたまれる」というシナリオもありうる。

(6) について。重電メーカーにとって原子力は、あくまで一つの事業部門にすぎない。各社とも、今後は、安定的な収益が見込めるインフラ部門に経営資源を集中し、採算性が悪い原子力部門を縮小するだろう。設備保全や安全保障の観点から原子力事業が放棄されることはないが、経営効率上の理由から各メーカーの原子力部門が分離・統合されるかもしれない。

最後に (7) について。この 8 年半のあいだ、政治家や官僚は、原子力に関して、できる限りことを荒立てず、問題の「先送り」を決め込んできた。この点については、すでに述べたとおりである。問題の先送りに終始する政治家や官僚には何も期待できない。リプレースの決断を含め、原子力問題を解決するカギは、民間電気事業者が握っている。

第 4 節 天然ガスが直面する問題

第 4 次エネルギー基本計画は、天然ガスについて、「今後、シェール革命により競争的に価格が決定されるようになっていくことなどを通じて、各分野における天然ガスシフトが進行する見通しであることから、その役割を拡大していく重要なエネルギー源である」と述べ、「天然ガスシフト」という見方を打ち出した。第 5 次計画は、この表現をほぼそのままの形で踏襲し、天然ガスの長期的な重要性を改めて強調した。

もちろん、この天然ガスシフトという見通しは正しい。問題は、第 5 次エネルギー基本計画が本当に天然ガスシフトを実現する内容になっているかである。残念ながら、この問いに対する答えは、否定的なものにならざるをえない。

天然ガスシフトの中心的内容の一つは、LNG（液化天然ガス）火力発電をミドル電源としてだけではなく、ベースロード電源としても利用することにある。しかし、政府は、2015 年に長期エネルギー需給見通しを決めた際にも、18 年に第 5 次エネルギー基本計画をまとめた際にも、LNG 火力のベースロード電源への組入れを頑なに拒否した。原子力発電の比率が低下することをおそれたからである。その結果、30 年において天然ガスが一次エネルギーに占める比率は 18%程度にとどめられ、LNG の総需要量見通しは年間 6,200 万トンにおさえ込まれた。これは、17 年の LNG 輸入量が 8,360 万トンであったことを想起すれば、大幅な減退と言える。端的に言えば、第 5 次エネルギー基本計画は、天然ガスシフトを体現するものでは決してなく、むしろそれに水を差すものなのである。

14年に第4次エネルギー基本計画を策定した時には、原油価格はまだ高く、LNG 価格も高水準を維持していた。しかし、14年夏から原油価格は低落し、15年には LNG 価格も下がって、今日にいたっている。もちろん、わが国の LNG 輸入の多くは長期契約によるものであるから、スポット価格が下がったからといって、ただちに恩恵が生じるわけではない。しかし、LNG スポット価格の低下は、契約更改時の交渉などを通じて、長期契約の LNG の価格低下にも着実に反映されつつあることは、紛れもない事実である。

原子力発電所が 9 基しか稼働していない現状で、わが国の中心的なベースロード電源となっているのは、LNG 火力である。しかし、現在でも政府は、電源構成において、LNG 火力をベースロード電源に組み入れることに反対している。原発依存度を維持したいというのが真の理由であろうが、15年に長期エネルギー需給計画を策定した際には、「LNG は高い」という点をベースロード組入れに反対する理由としてあげた。この理由づけは、もはや通用しない。アメリカにおけるシェールガス革命の進行もあって、LNG 価格は長期にわたって安定的に推移するという見通しが、支配的だからである。

LNG 火力をベースロード電源に組み入れることには、別の面からも合理性がある。FIT（固定価格買取制）によるメガソーラー発電の普及によって、ゴールデンウィークのような需要減退期には、ベースロード電源まで出力調整を余儀無くされるようになった。しかし、政府が想定するような原子力と石炭火力を中心とするベースロード電源では、出力調整が難しい。出力調整は不可能ではないが、それを行うと、原子力も石炭火力も肝心の経済性が大きく後退する。これに対して、ミドル電源にもベースロード電源にも使える LNG 火力がベースロード電源に組み込まれていれば、出力調整は容易になる。

以上のような新たな状況をきちんと認識して、LNG 火力をベースロード電源に組み入れることができるか。この点が、第 5 次エネルギー基本計画の策定に当たっての焦点の一つであった。しかし、今回もまた、LNG 火力のベースロード電源組入れは実現せず、結局、「天然ガスシフト」は掛け声倒れになってしまったのである。

ベースロード電源を原子力と石炭火力の両方で構成する時代は終わった。各電力会社は、原子力か石炭火力かの両者から、自社が得意とする方どちらかを選択し、それと LNG 火力とを組み合わせるベースロード電源を構成する時代がやって来た。ミドル運用もでき、出力調整能力が高い LNG 火力をベースロード電源にも組み入れた方が賢明だという判断が、電力会社のあいだでも広がりつつある。30年の電源構成について、第 5 次エネルギー基本計画は「LNG 火力 27%、石炭火力 26%」としたが、本来であれば「LNG 火力 33%、石炭火力 20%」と改定すべきであった。貴重な見直しの機会が失われたことは、きわめて残念である。

第 5 節 再生可能エネルギーが直面する問題

第 5 次エネルギー基本計画は、2050 年へ向けて「再生可能エネルギーの主力電源化を進める」という新方針を打ち出した。一方で同計画は、それが容易ならざる課題であることを

強調し、「まず国内の再生可能エネルギー価格を国際水準並みに引き下げ、FIT 制度による補助からの早期自立を図り、既存送電網の開放を徹底、補完電源としての火力容量維持の仕組みを早期に整える」とした。そのうえで、「面積的な制約の克服のための発電効率の抜本的向上、調整力の脱炭素化に向けた高性能低価格の蓄電池や水素システムの開発、需給調整をより精緻に行うためのデジタル技術の開発、再生可能エネルギーの分布に応じた送電網の増強、分散型ネットワークシステムの開発といった本質的な課題の解決に向け」、「技術革新によるブレークスルーを要する課題に正面から取り組まなければならない」とも述べた。

ここで問題となるのは、これらの本質的な課題を解決し、再生エネ主力電源化を牽引する主役は誰かという点である。筆者は、それは、新電力や NPO（非営利組織）ないし NGO（非政府組織）ではなく、既存の電力会社にほかならないと考える。

そもそも、日本の電力会社のコアコンピタンス（競争力の中心的源泉）は、原子力や石炭火力等の発電力にあるのではない。それは、系統運用能力、言い換えれば停電を起こさないネットワークの運用能力にある。

再生エネ電源には、稼働率が高く出力変動が小さい「たちの良い」地熱・水力・バイオマスと、稼働率が低く出力変動が大きい「やんちゃな」太陽光・風力とに二分される。今後、再生エネの主力電源化を牽引するのは、世界的に発電コスト低下が著しい太陽光・風力の方だろう。これらの「やんちゃな」電源を電力系統へ安定的に組み入れることは難しい。

重要なのは、難しいからこそ電力会社の出番がある点だ。「やんちゃな」電源をきちんと制御、活用することは、高い系統運用力をもつ電力会社にしか実行しえない。そして、課題が難しければ難しいほど、あるいは課題に対する社会的ニーズが大きければ大きいほど、その課題を達成した企業にはより多くの利得がもたらされる。このビジネスの原点に立ち返って、電力会社は、太陽光発電や風力発電を積極的に取り込んだ新しいビジネスモデルを構築すべきだ。

最近、「ESG 投資」という言葉をよく耳にする。環境 (Environment) 問題や社会的 (Social) 課題に積極的に取り組むガバナンス (Governance) の行き届いた企業に対して、優先的に投資しようという考え方だ。

電力会社が太陽光発電や風力発電を大規模に活用する方針を打ち出し、それを実現するために必要な電力系統を自らの手で拡充することを明確にすれば、それは、ESG 投資の最適な対象となる。資本市場や金融市場がそのような方針に好感をもつことはまちがいでなく、当該電力会社の株価は上昇し、社債の発行条件も改善されることだろう。

いずれにしても、現在の取組みの延長上のままでは、再生エネの主力電源化は実現しない。日本の社会は、ゲームチェンジャーの登場を求めている。ゲームチェンジャーにふさわしいのは、電力会社だ。高い系統運用能力をもつ唯一の存在だからである。

第6節 水素が直面する問題

1. 水素基本戦略と第5次エネルギー基本計画

第5次エネルギー基本計画は、2017年に再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議が決定した水素基本戦略をふまえて、燃料電池と水素の利用を促進する方針を打ち出した。

第5次エネルギー基本計画に先行する第4次計画は、水素について、「将来の二次エネルギーの中心的役割を担うことが期待される」と述べ、きわめて高い評価を与えた。これを受けて14年中に、資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部燃料電池推進室が事務局をつとめた水素・燃料電池戦略協議会が、水素・燃料電池戦略ロードマップをとりまとめた。このように14年は、水素エネルギー活用へ向けて、「山が動き始めた」年になった。

それから3～4年を経て公表された水素基本戦略と第5次エネルギー基本計画は、「山が動き始めた」水素エネルギー活用への流れに拍車をかけようとしたものである。

水素基本戦略は、「水素の意義と重要性」として、次の6点をあげた。

(1) 供給・調達先の多様化による調達・供給リスクの根本的低減

水素は、再生エネルギー（再エネ）を含む多様なエネルギー源からの製造・貯蔵・運搬が可能。特定のエネルギー源に依存しない多様な構造に変革。

(2) 電力、運輸、熱・産業プロセスのあらゆる分野での低炭素化

水素は利用時に二酸化炭素（CO₂）を排出しない。製造段階での CCS（二酸化炭素回収・貯留）や再エネの活用により、トータルで CO₂ フリーのエネルギー源に。

燃料または燃料電池との組合せにより、あらゆる分野での究極的な低炭素化が可能。

(3) 3E+S（Environment＝環境保全、Energy Security＝エネルギー安定供給、Economy＝経済効率、および Safety＝安全確保）からの意義

水素社会を実現することで、3E+S の達成をめざす。

(4) 世界に先駆けたイノベーションへの挑戦による国際社会に対する貢献

わが国の水素技術を海外展開し、世界の低炭素化を日本がリード。

(5) 産業振興・競争力強化

日本の水素・燃料電池技術は世界最高水準。国内外での積極展開により、新たな成長産業の一つに。

(6) 諸外国における水素の取組を先導

グローバルな動向を把握し、日本が世界レベルの水素社会実現のリーダーに。

そして、同戦略は、30年までに達成する目標として、水素量 30 万トン、コスト 30 円／N m³（水素ステーション価格）、発電単価 17 円／kWh、ステーション 900 箇所、FCV（燃料電池自動車）80 万台、FC（燃料電池）バス 1200 台、FC フォークリフト 1 万台、エネフ

ファーム 530 万台、などの数値をあげた。

第 5 次エネルギー基本計画は、この水素基本戦略の方針を踏襲し、それをオーソライズした。同基本計画は、「水素基本戦略の実行」を掲げ、

- －燃料電池の普及促進（エネファームの技術開発推進、業務・産業用の普及に向けた技術開発推進）
- －モビリティにおける水素利用の加速（水素ステーション整備、FCV 普及促進、必要な規制改革・技術開発の推進、バス・トラック・電車等への展開）
- －国際的なサプライチェーンの構築による低廉化（海外の安価なエネルギー〔褐炭＋CCS、再エネ〕からの水素の大量調達、水素の製造・輸送・発電に係る技術開発推進）
- －再生可能エネルギー由来の水素の利用拡大に向けた Power-to-Gas 技術の開発の推進と地域資源の活用
- －2020 年東京五輪での水素社会のショーケース化（福島での Power-to-Gas システムの実証プロジェクト、選手村や空港での水素利活用等）

などの諸施策を明記した。

2. 水素・燃料電池ロードマップが描く三つのフェーズ

第 5 次エネルギー基本計画は、水素基本戦略の方針を踏襲しているだけでなく、水素・燃料電池戦略ロードマップの内容も踏襲している。水素・燃料電池戦略ロードマップは、第 4 次エネルギー基本計画が水素活用の重要性を強調したことを受けて、14 年にとりまとめられた。同ロードマップは、その後 16 年と 19 年に改訂されたが、その骨格は変わっていない。

14 年策定の「水素・燃料電池戦略ロードマップ」は、25 年ごろまでのフェーズ I、20 年代後半から 30 年ごろにかけてのフェーズ II、40 年ごろへ向けたフェーズ III の 3 段階に分けて、それぞれの到達目標を示している。この三つのフェーズに分けて水素活用に取り組むアプローチは、16 年のロードマップ改訂後も維持され、今日にいたっている。

フェーズ I では、「水素利用の飛躍的拡大（燃料電池の社会への本格的実装）」が課題である。具体的には、家庭用燃料電池および燃料電池自動車（FCV）の市場投入に続いて、17 年に業務用・産業用の燃料電池を市場投入した。20 年ごろにはハイブリッド車の燃料代と同等以下の水素価格を実現し、25 年ごろには同車格のハイブリッド車と同等の価格競争力を有する燃料電池車の車両価格を実現する。

フェーズ II の課題は、「水素発電の本格導入」および「大規模な水素供給システムの確立」である。具体的には、20 年代半ばに海外からの水素価格（プラント引渡価格）を 30 円/N^mとし、商業ベースでの効率的な水素の国内流通網を拡大する。そして 30 年ごろには、海外での未利用エネルギー由来の水素の製造、輸送、貯蔵を本格化するとともに、発電事業用水素発電を本格導入する。

フェーズ III では、「トータルでの CO₂ フリー水素供給システムの確立」が課題となる。具体的には、40 年ごろまでに、CCS や国内外の再生可能エネルギーとの組み合わせによる CO₂ フリー水素の製造、輸送、貯蔵を本格化する。

以下では、これら三つのフェーズのうちフェーズ I とフェーズ II に焦点を絞り、水素・燃料電池戦略ロードマップの実現可能性について検討する。ここでフェーズ III を直接の分析対象から外すのは、フェーズ III が本格的に問題となるのは、第 5 次エネルギー基本計画がターゲットとする 30 年よりあとの時期のことだからである。

3. 着実に進行する燃料電池の社会への実装

フェーズ I の「燃料電池の社会への本格的実装」は、着実に進行している。17 年 12 月に決定された「水素基本戦略」は、燃料電池実装の到達点として、水素ステーション 100 箇所、水素ステーション価格 100 円/N m³、FCV2000 台、FC バス 2 台、FC フォークリフト 40 台、エネファーム 22 万台、という数値をあげている。いずれも先述した 30 年の数値目標とは乖離があるが、同戦略は、今後の加速度的な努力傾注によって、目標達成は可能と考えている。

例えば、FCV と水素ステーションの普及に関して水素基本戦略は、「FCV については 2020 年までに 4 万台程度、2025 年までに 20 万台程度、2030 年までに 80 万台程度の普及を、水素ステーションについては 2020 年までに 160 箇所、2025 年までに 320 箇所の整備を目標とし、2020 年代後半までに水素ステーション事業の自立化を目指す」、としている。

FCV と水素ステーションの普及に関して、全国の先頭を走るのは愛知県である。同県内には、18 年 1 月 15 日時点で、営業中 14 か所、整備中 1 箇所、実証用 1 箇所、合計 16 箇所の水素ステーションが存在した。

4. 停滞する水素発電の取組み

問題は、フェーズ II の「水素発電の本格導入」および「大規模な水素供給システムの確立」である。水素基本戦略でも再確認された 30 年における家庭用燃料電池（エネファーム）530 万台、FCV80 万台という普及目標が達成されたとしても、同年の電源構成に占める水素の比率は 2%程度、一次エネルギー構成に占める水素の比率は 1%程度にとどまると言われる。この規模では、とても「水素社会の到来」とは言えない。水素社会の到来のためには、大規模に水素を使用する水素発電の普及が必要不可欠なわけであるが、その肝心の水素発電への取組みが進んでいない。それこそが、大問題なのである。

水素発電への取組みが停滞している最大の理由は、電力業界が総じて消極的な姿勢をとっている点に求めることができる。そこには、電力市場の自由化が進展しているなかで、現時点ではコストが高い水素発電には着手しにくいという、一般的な事情が存在する。しかし、

電力業界には、それだけではかたづけられないいくつかの事情が存在する。

第 1 は、電力業界にとって水素発電は、低炭素化を実現するうえでの主要な施策にはなっていないという事情である。電力業界が「低炭素化実現の選択肢」として最も重視しているのは、あくまでも原子力発電である。次いで再生可能エネルギー発電も選択肢としてある程度視野に入れているが、水素発電についてはほとんど等閑視しているというのが実情である。使用時に CO₂ を排出しないという水素の特徴は、電力業界から見れば、それほど魅力的ではないのである。

第 2 は、電力業界が水素混焼を、石炭火力発電の生き残り策として、あまり重視していないという事情である。低炭素化への社会的圧力が強まる状況下で石炭火力発電を継続してゆくためには、バイオマス混焼・アンモニア混焼・水素混焼などの措置を講じて、CO₂ 排出量を多少なりとも削減しなければならない。これらのうち電力業界が最も活用しているのはバイオマス混焼であり、アンモニア混焼についても実機での試運転が始まっている。一方、石炭火力発電での水素混焼の動きは、今のところ、顕在化していない。

第 3 は、発電とは直接的な関係はないが、電力業界は水素を、再生可能エネルギー電源がもたらす余剰電力の調整手段としても、高く位置づけていないという事情である。再生可能エネルギー電源によって送電線に載せ切れない余剰電力が生じた時、それを使って水の電気分解を行い、水素を得ることができる。つまり水素は、余剰電力の貯蔵・運搬手段になりうるわけである。しかし、電力業界が余剰電力の調整手段として重きをおいているのは、水素ではなく、蓄電池である。

これらの事情が重なって、電力業界は、水素発電に関して消極的な姿勢をとり続けている。そのため、水素・燃料電池戦略ロードマップのフェーズⅡについては、実現の見通しが立っていないのである。

5. メタネーションの可能性

それでは水素発電のほかに、「大規模な水素供給システムの確立」と結びつくような水素の大規模利活用策は存在するだろうか。その可能性を有しているのは、水素と CO₂ から都市ガスの主成分であるメタンガスを作り出すメタネーションである。メタネーションについては水素基本戦略が初めて取り上げ、その内容は、第 5 次エネルギー基本計画にも反映された。

水素基本戦略は、「CO₂ フリー水素を用いたメタネーションの検討」という項を設け、次のように述べている。

- ・水素は、CO₂ と合成することでメタン化することが可能（メタネーション）であり、メタンをエネルギーキャリアとすることで、①国内における既存のエネルギー供給インフラ（都市ガス導管や LNG〔液化天然ガス〕火力発電所等）の活用や、②熱利用の低炭素化の観点から、エネルギーキャリアとして大きなポテンシャルを有する。

- ・一方で、こうした CO₂ フリー水素由来のメタンを活用するためには、大量かつ安価に CO₂ フリー水素が調達可能であることを前提として、近隣に大規模な CO₂ 排出源が存在することや既存の LNG インフラが利用可能なことが条件となる。更にメタネーションに係る追加コストがかかるため、サプライチェーン全体でのコスト評価が必要である。
- ・実用化に向けては、CO₂ 調達コストの低下、メタネーション設備の低コスト化、海外でメタネーションを行う場合の課題などについて論点整理を行い、その上で普及方策の検討を行う。

この水素基本戦略の記述にあるとおり、メタネーションが成功裏に遂行されるためには、

- (1) 大量かつ安価に CO₂ フリー水素が調達可能であること、
- (2) 近隣に大規模な CO₂ 排出源が存在すること、
- (3) 既存の LNG インフラが利用可能なこと、
- (4) その他の追加コストを含めサプライチェーン全体でのコストを抑制すること、

などの条件が求められる。これらを満たすことは決して容易なことではないが、現在の日本では、このメタネーションに真剣に取り組もうとしている業界が存在する。都市ガス業界が、それである。

6. 矛盾を抱える二つの閣議決定

都市ガス業界がメタネーションに積極的な姿勢をとるのは、なぜだろうか。その背景を探るうえで出発点となるのは、わが国の長期的なエネルギー・環境政策にかかわる二つの閣議決定が矛盾を抱えているという、看過しがたい現実である。

二つの閣議決定のうちの一つは、16 年に環境省主導で決められた 50 年までに温室効果ガスを 80%削減することをめざす「地球温暖化対策計画」である。もう一つは、18 年に経済産業省主導で決められた第 5 次エネルギー基本計画であり、これによって、15 年に策定された 30 年を見据えた長期エネルギー需給見通しを変更しないことが確定した。問題は、これら二つの閣議決定が明らかに矛盾していることにある。

長期エネルギー需給見通しは、30 年の日本における電源構成を、原子力発電 20~22%、再生可能エネルギー（水力を含む）発電 22~24%、火力発電 56%と見込んだ。しかし、一方の地球温暖化対策計画が掲げるように、50 年までに温室効果ガスを 80%削減するのであれば、その時の電源は、ほとんどすべてをいわゆる「ゼロエミッション電源」としなければならない。温室効果ガス（その大半は二酸化炭素）排出量ゼロのゼロエミッション電源は、原子力発電、再生可能エネルギー発電、CCS 付き火力発電の三つからなる。30 年に 20~22%という目標を達成することさえ困難視される原子力発電は、50 年には電源構成に占める比率を低下させている可能性が高い。再生可能エネルギー発電は比率を高めているだろうが、全体をカバーするまでには到底至っていないであろう。そうだとすれば、50 年の電

源構成において、CCS 付き火力発電は、相当の比率を占めることになる。ところが、30 年に 56%を占めると見込んだ火力発電への CCS の装備について、長期エネルギー需給見通しは、具体的な施策をまったくと言っていいほど打ち出していない。このように、二つの閣議決定、つまり長期エネルギー需給見通しと地球温暖化対策計画とは、明らかに矛盾している。わが国の長期的な環境・エネルギー政策の大きな落とし穴は、ここに存在するのである。

この落とし穴を埋める施策が CCS であることは、論を俟たない。原油価格の低落の影響もあって、ヨーロッパでは、最近、CCS プロジェクトは下火だと聞く。しかし、アメリカやカナダ・ブラジルでは EOR（石油増進回収）と結合した CCS が活発に行われているし、ノルウェーやオーストラリアでは炭素税を念頭に置いた CCS 案件が動いている（ないし間もなく動き出そうとしている）。日本においても、CCS は長期の環境・エネルギー政策にとって欠かせない重要施策なのである。

7. CCS と CO₂フリー水素チェーン

ここで強調したいのは、その CCS が、地球温暖化対策計画達成のためだけでなく、都市ガス産業の長期的な生き残りのためにも欠くべからざるものだという点である。

CCS に関しては、CO₂を回収する技術の開発が進んでいる一方で、日本国内に貯留の適地が少ないことが問題になる。この問題を克服しようと、海外において CCS に取り組む動きが始まっている。

川崎重工業が事業化をめざしている褐炭由来の CO₂フリー水素チェーンのプロジェクトが、その典型とも言えるものである。褐炭由来の CO₂フリー水素チェーンとは、オーストラリアのビクトリア州で褐炭ガス化水素製造装置を稼働させ、現地で CCS を行うとともに、積荷基地から水素を専用の水素輸送船で日本の揚荷基地に運搬し、わが国において水素発電、水素自動車などの形で活用しようとするものである。この水素チェーンが実現すれば、CCS の本格的実施と水素利用の活発化によって、地球環境の維持に大きく貢献することになるが、効果はそれだけにとどまらない。オーストラリアにとっては（とくに同国内のニューサウスウェールズ州やクイーンズランド州に比べて高品位炭に恵まれていないビクトリア州にとっては）、褐炭ガス化水素製造装置から副生されるアンモニアや尿素を活用して化学工業や肥料製造業を振興させることができれば、念願の褐炭（低品位炭）の有効利用を達成することができる。一方、日本にとっては、「二国間クレジット制度」（日本から発展途上国へ優れた低炭素技術・製品・システム・サービス・インフラ等を普及することを通じて実現した温室効果ガス排出量の削減に関し、わが国の貢献分を定量的に評価して、日本の削減目標の達成に活用する制度）を拡張した方式で、CCS に協力し国内で水素発電を行う事業者には、同時に最新鋭石炭火力発電所の新增設をある程度認めるというシステム（以下では、「拡張版二国間クレジット方式」と呼ぶ）を導入するならば、日本経済にとって大きな脅威となりうる発電用燃料コストの膨脹を抑制することができる。このように褐炭由来 CO₂フリー水素チェーンの構築は、二重三重に有意義なプロジェクトなのである。

8. 都市ガス業界がメタネーションに取り組む理由

50 年度までに「温室効果ガス排出量の 13 年度比 80%削減」が実現されるとするならば、天然ガスを生業とする都市ガス産業は、CO₂「ゼロエミッション」に近い形で、ビジネスを展開していることになる。天然ガスを使う限りリアルな「ゼロエミッション」を達成することは不可能であるから、都市ガス産業は、バーチャルな「ゼロエミッション」を実施することになる。バーチャルな「ゼロエミッション」とは、具体的には、(1) 日本の都市ガス事業者が海外で CCS プロジェクトに積極的に参画する、(2) それを通じて「拡張版二国間クレジット方式」により CO₂ 排出量削減のクレジットを獲得する、(3) 獲得したクレジットを費消しつつ日本国内でガス事業に従事する、という段取りを踏む。

CCS の円滑な遂行には、一連の技術革新を実現して、コストを削減する必要がある。それだけでなく、「拡張版二国間クレジット方式」という制度上の革新も求められる。技術・制度両面でのイノベーションが、CCS の普及の前提条件となるのである。

都市ガス産業が長期的に生き残るためには、CCS に取り組まざるをえないが、それは、決して容易なことではない。そこで、都市ガス業界は、CCS と並行して別の方法によっても、「ゼロエミッション」の実現をめざすことになる。それが、水素と CO₂ から天然ガスの主成分であるメタンガスを作り出すメタネーションである。

メタネーションを採用すれば、メタンガス生産時に費消する分だけ CO₂ の排出量を減らせる可能性があることから、「ゼロエミッション」へ向けてリアルな形で貢献することができ。水素は、風力発電や太陽光発電の発生電力のうち送電網に載せ切れなかった余剰分を使って水の電気分解を行い、確保する。CO₂ は、工場・発電所等で回収したものをを用いる。このような仕組みを構築すれば、メタネーションについては、CCS とは異なり、日本国内で完結する形で遂行することができる。現実には、天然ガス自動車を積極的に導入しているドイツのカーメーカー・アウディは、同国北部のヴェルルテで、メタネーションプラントをすでに操業している。

長い目で見れば、日本の都市ガス業界も、メタネーションや CCS に取り組まない限り、事業を継続することができない。バーチャルな形にしろ、リアルな形にしろ、「ゼロエミッション」を実現しない限り、化石燃料を取り扱う産業は事業を継続できない時代が、今世紀の半ばにはやって来る。都市ガス産業もまた、その例外ではないのである。

これが、都市ガス業界がメタネーションに積極的な姿勢で臨む理由である。都市ガス業界は、これまで燃料電池の社会的実装に関して、家庭用燃料電池（エネファーム）の普及という形で、重要な貢献をしてきた。今後、同業界は、メタネーションを推進することによって、水素社会実現の牽引車として、新たな役割もはたそうとしているのである。

第7節 おわりに

本稿では、第5次エネルギー基本計画を批判的に検討したうえで、原子力・天然ガス・再生エネ・水素が直面する問題を明らかにしてきた。ここでその内容を繰り返すことはしないが、最後に1点だけ、強調しておきたいことがある。

それは、問題を解決する主体は、政治家や官僚ではなく、あくまで民間事業者だという点である。視界が3年先にしか及ばない政治家・官僚には、30年先を見通す眼力が求められるエネルギー問題の真の解決を実現することはできない。原子力発電のリプレースを決断するのも、LNG火力のベースロード電源組入れを実現するのも、再生可能エネルギー主力電源化のために必要な電力系統を充実させるのも、真に水素社会への道を開くメタネーションを遂行するのも、基本的には、電力会社や都市ガス会社を中心とする民間事業者である。エネルギー政策をめぐって戦略も司令塔も存在しないという不幸な状況を打破するためには、民間事業者の奮起が求められている。

第3章 日本の石炭戦略

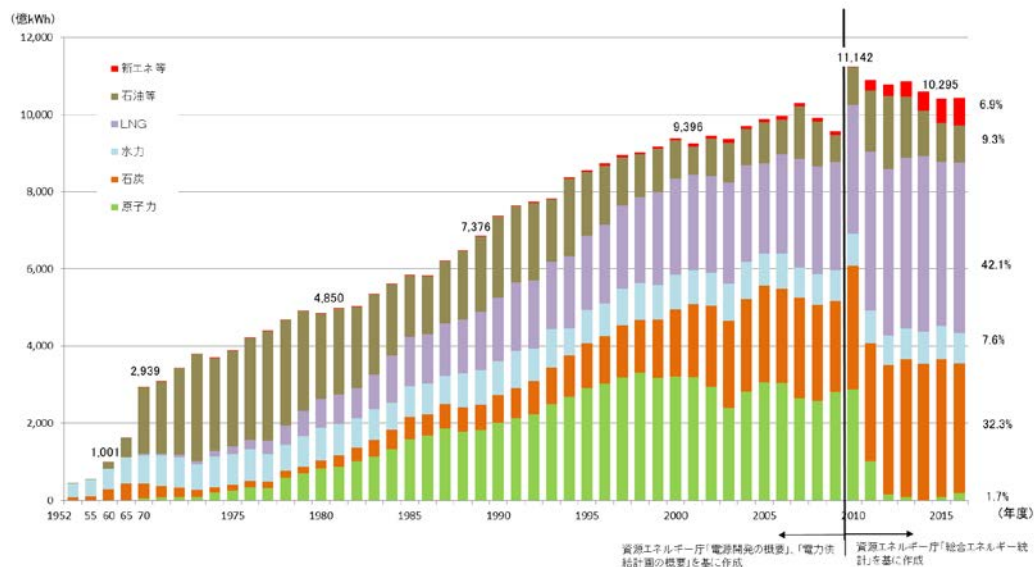
キヤノングローバル戦略研究所
研究主幹 杉山 大志

第1節 エネルギー安全保障のための石炭火力

いま時の人である某大学教授が某大手新聞の記事で「石炭も輸入するから石油や天然ガスと同じでエネルギー安全保障には寄与しない」と宣っていて驚いた。どうやらエネルギー政策の初歩を全く知らないらしい。教授も新聞も呆れたものだ。

そもそも日本が石炭火力発電の拡大を始めたのは、1973年のオイルショックを受けてからだ。当時、日本の一次エネルギー供給の76%、電力供給の73%は石油に依存していた（図1）。そこに中東の政治的・軍事的緊張による石油供給逼迫と価格高騰の波が押し寄せた。日本のエネルギーの安定的な供給には、大きなリスクが存在したことが思い知らされたのである。この状況を打開するため、エネルギー源の多様化の一環として、天然ガス火力、原子力と並んで導入されたのが石炭火力だった。

図1：日本の発電用エネルギー構成



出典：資源エネルギー庁

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018html/2-1-4.html>

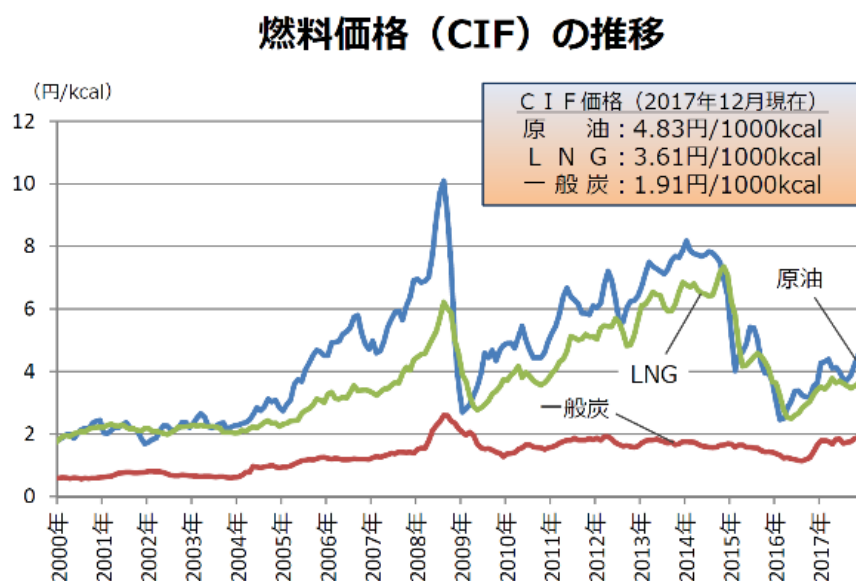
これにより、日本の一次エネルギー供給の石油依存度は約4割まで下がった。しかしなお、石油の9割、また天然ガスの2割は中東に依存しており、政治的・軍事的緊張によって

は供給が急減する虞がある。いざという時に最低限の電力供給を続けるためには、石炭火力発電が不可欠である。あるいは、量としての供給は続いても、石油と天然ガスは価格が連動して高騰する傾向にあるところ、石炭の価格は低く安定してきた（図2）。

従って、石油・天然ガスの価格高騰時に、電力価格も共に高騰するのを避けるためにも、石炭火力は不可欠である。これには失敗の前例がある。天然ガスにシフトをし過ぎた結果、イタリアでは天然ガス価格高騰時に、深刻な電力価格の高騰に陥った¹。

石炭は、価格面のみならず、供給の安定性に於いても優れている。火力発電に用いる石炭である一般炭の主な供給国は政治的に安定した豪州である。これに加えて、インドネシア、ロシア、米国、カナダ等、多様な供給国から輸入されている。中東依存度はゼロになっている（図3）。（注：石炭には、火力発電・セメント製造等に利用される燃料用の一般炭と、製鉄の原料となるコークス製造に利用される原料炭がある。本稿では専ら石炭火力発電について論じるので、ここでも一般炭について論じている。鉄などに使用する原料炭についての戦略は本稿では論じない。下記のリンクを参照されたい：日本鉄鋼連盟長期温暖化対策ビジョン『ゼロカーボンスチールへの挑戦』 <http://ieei.or.jp/2018/11/news181120/>）

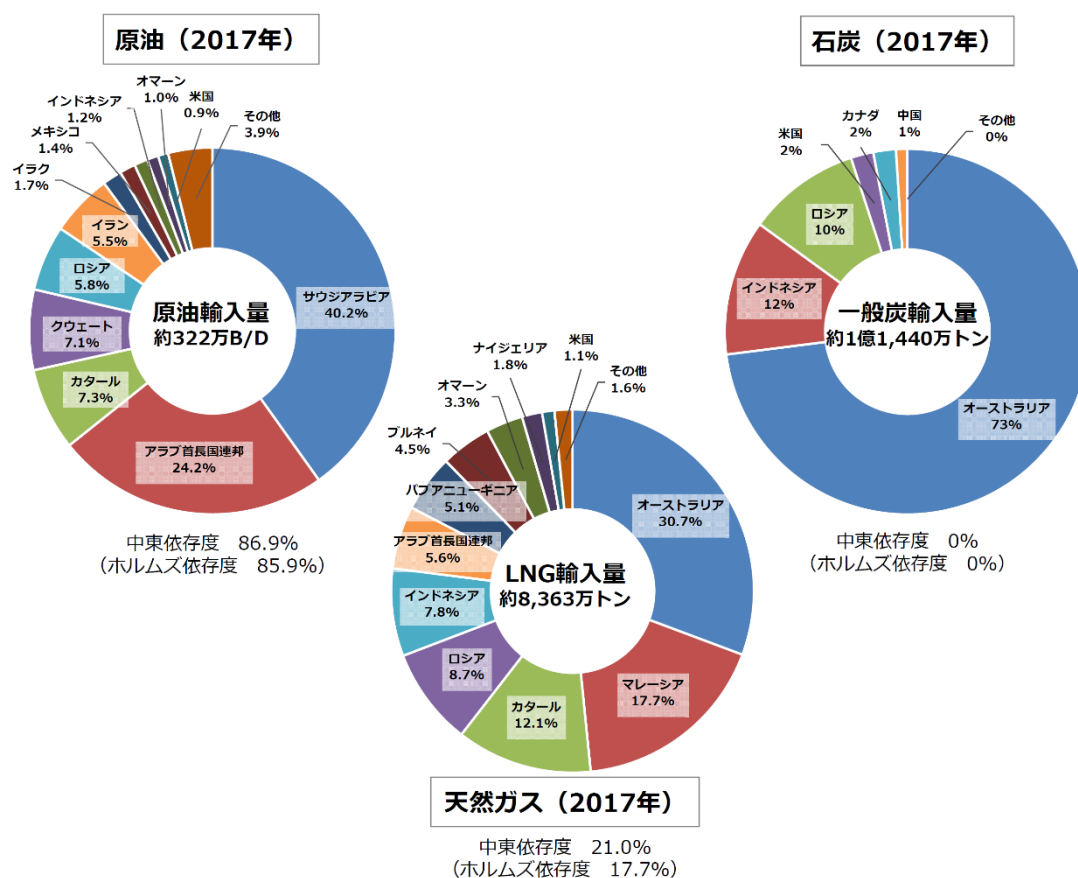
図2：燃料価格の推移



出典：資源エネルギー庁

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/shared/img/rai0-2avl52ef.png>

図 3：日本の化石燃料の輸入先と中東依存度（ホルムズ依存度）



出典：資源エネルギー庁

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/sekitanyakuwari.html>

「石炭火力発電は日本のエネルギー安全保障に不可欠」ということは、エネルギーや温暖化対策を論じる人は、誰でも知っている基礎知識だと筆者は思っていた。しかしどうやら大間違いだった。筆者だけでなく、経産省も産業界も電気事業者も同じ間違いを冒していると思う。ともすると、3E+Sとかベストミックスという言葉が政府文書に入っていればそれを以て良しとしてしまい、しつこく書き込んでこなかった。簡略なキーワードはよく解っている人の間でコミュニケーションをするには便利だけれど、丁寧に繰り返し説明しないと、幅広い聴衆には全然響かない。自称専門家の教授も大新聞の記者も全然分かっていない。関係者は一同で緊急に情報発信を強化しなければならない。

第2節 途上国の持続可能な経済開発のための石炭火力

安価で安定した電力供給は経済開発のために必須である。経済開発は、貧困撲滅、衛生状態の改善、教育、医療の充実など、あらゆる人道的な目標の達成のための基礎となる。石炭火力には、この一角を担う重大な使命がある。これを先進国が独りよがりな論理で取り上げるとすれば、それは犯罪に等しい。

石炭火力ではなく、再生可能エネルギーにすることで、経済的便益を得つつ、大気汚染も軽減できる、という主張がある。しかしこれはごく稀な状況でしか起きないことであって、アジア、アフリカの多くの途上国では、石炭火力の方が圧倒的に経済的だ。

石炭火力の大気汚染でx万人が死亡するといった意見があるが、これはどうか。3つの点から考える必要がある。

第1に、大気汚染は対策技術が出来上がっているので、問題なく対処できる。

第2に、こういった数字は疫学調査によっているが、その根拠や論理は不確実性が極めて大きい。

第3に、電化による環境便益も極めて大きく、これを正當に評価すべきだ。

電気が無くて屋内で火を焚くと、室内大気汚染も大気汚染もひどい。ロンドンのスモッグはこれで起きたのだ。さらに、火を焚くために薪を採集すると、これは森林などの環境劣化を招く。これはアフリカの随所で起きている。

第4に、電化には莫大な経済便益があることを忘れてはならない。

先進国でも過去にはひどい大気汚染を経験した。しかし、石炭や石油といった安価なエネルギーを使い発電することで、大きく経済発展し、結果として人々の寿命は延び、健康になった。念のため述べておくと、筆者は、大気汚染は放置してよいというのではない。既存の技術でほぼ完全に対処できるのだから、そうすべきだと言っている。

その上で、電力が安定安価に供給される便益こそ、もっと適切に評価すべきだと言いたい。

電力は産業の発展に不可欠である。筆者はミャンマーに行ったことがある。縫製工場では、薄暗いところで女性の従業員が懸命にミシンを使っていた。ざっとみて500ルクスぐらいだったが、細かい作業を長時間するのだから、もっと明るく、1000ルクスぐらいにした方が良さそうだった。目が悪くならないか心配だったが、電気代を節約していた。更に、工場長の話では、停電が毎日何度もあり、そのたびに作業が中断するということだった。その後、港に行くと、丸太が積んであり、中国に輸出して家具に加工するとのことだった。ミャンマーの人は勤勉だからなぜ自分たちで木材加工をしないのか疑問に思ったが、電力が安定して供給されないの、工場が作れないとのことだった。こういった話を思い起こし、また貧しい人々が、あばら家から満員のトラックの荷台で通勤し、懸命に働く光景を思い出す。すると、先進国の独りよがりの論理で彼らから石炭火力という選択肢を奪うことには憤りを感じる。

途上国は、何が持続可能な開発に資するのかを、自分で決める権利がある。そして、この

ことを制度化することで、世界中の事業者にとって、安定した事業環境のもとで石炭火力を推進出来るようになるだろう。ここで制度化と言っているのは、例えば国の計画や法令において、石炭火力発電が当該国の持続可能な開発に寄与するという位置づけを明確にして、事業が円滑に進むよう規定を整えることを指している。

このような制度化の前例としては、京都議定書がある。同議定書 12 条で規定されたクリーン開発メカニズム(CDM)は、「持続可能な開発に資するプロジェクトであること」と規定され、諸国間でこの解釈を巡り交渉があった。結果として、持続可能性に資するか否かの判断は、プロジェクトが実施される途上国側に専ら委ねられることとなった。今後、先進諸国が手掛ける石炭火力事業についても、同様に、それが持続可能な開発に資するか否かの判断は、途上国が決定する旨を明確に制度化することが必要だ。

第 3 節 自由と平和のための石炭火力

以前にも書いたが、日本をはじめ先進国が石炭火力事業から撤退すると、その間隙の多くは中国が埋めることになる。これはかつてダム事業で起きたことでもある。

<http://ieei.or.jp/2019/05/sugiyama190520/#more-49965>

石炭火力のような、大きなインフラ案件というのは、単なる商売とは一段違う、国際政治上の意味合いがある。そこではトップレベルの政治家や官僚の信頼が醸成され、事業者や労働者が国際交流を深める。これにより二国間関係は深まる。日本はきちんとインフラ整備に寄与することで、尊敬を勝ち得て、諸国と親交を結ぶことが出来るのだ。

このためには、当該の途上国が望む事業であれば、出来る限り前向きに取り組むことが望ましい。何も石炭火力事業だけを何が何でもやれというのではない。当該途上国の資源賦存状況や経済状況において、その更なる経済開発に資するために、もしも石炭火力事業として魅力あるものが提案出来るならば、それは実施すべきだろう、ということだ。もしも当該途上国が真に石炭火力事業を欲しているときに、「それは我が国の方針ではない」と言って対応しないならば、二国間の関係にとって損失となる。

もしも当該国が日本ではなく中国の事業者を選んだならば、それはその国と中国の関係が一步深まることを意味する。中国はその国の政治・行政・民間レベルへの影響力を高め、その国は親中的な立場をとるようになる。これは中国が一帶一路政策で狙っていることそのものだ。わざわざその手助けを日本がするのだろうか。

日本はインフラ事業を通じて、アジアをはじめ諸途上国と親交を結び、その経済発展が自由で平和なものになるよう支援すべきだ。その為には、日本は石炭火力を含めてメリットある選択肢を示すことに徹し、何が持続可能な開発に資するか判断は、当該国に任せるべきである。

第4節 温暖化対策としての電化に寄与する石炭火力

再び国内に目を転じよう。石炭火力に対する批判として、現時点で石炭火力が存在すると、それが長期にわたり CO₂ 排出を続け、長期的な温暖化対策を妨げる、という意見がある。しかし、この意見は誤りであることを論じよう。

日本の国全体の CO₂ 排出の 3 分の 2 を占める化石燃料の直接燃焼を電気利用で置き換えていかない限り、CO₂ の大幅削減は原理的に不可能である。電気利用技術が、公正な条件のもとで市場に於いて競い合い、優れたものが普及していくためには、電力価格の高騰は避けねばならない。

性急に電気の低炭素化を図るあまり、EV やヒートポンプなどの電気利用技術のイノベーションが遅れるようでは、元も子もない。「角を矯めて牛を殺す」とはこのことであろう。そうならないよう、電力価格を抑制することも重視せねばならない。すると、今日の日本の状況においては、安価な石炭火力発電を利用することは、重要な手段である。

長期的な温暖化対策において、「電化」と「電気の低炭素化」は両輪であり、どちらも、長期的な視点に立って進めねばならない。電力価格を抑制することで、イノベーションを促進しつつ電化を進める一方で、電力価格が高騰しない範囲内に限定する形で、電気の低炭素化を進めることが望ましい（図4）。

再エネについて言えば、現状では間欠性の問題があり、その導入には系統との統合のためのコストが嵩むので、性急に導入拡大をすべきではない。

図4：低炭素化を実現する2つの経路。低炭素化ではなく、電化を優先すべきであり、電力価格高騰は避けねばならない。

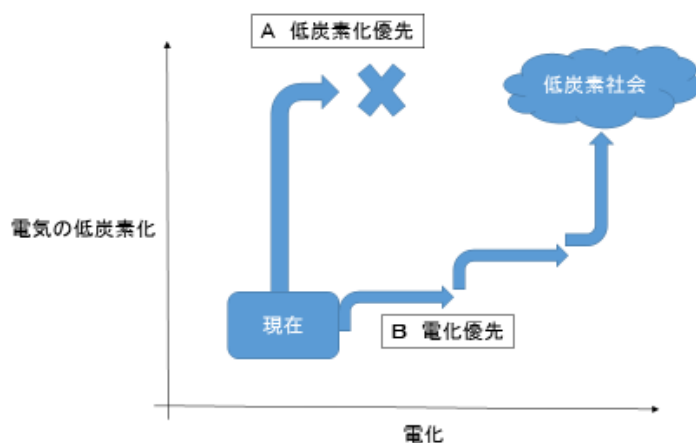


図 低炭素社会を実現する2つの経路。低炭素社会の実現のためには、電気の低炭素化（CO₂原単位の低下）と電化（電力消費が最終エネルギー消費に占める割合の上昇）の両輪が必要である。
A：性急に低炭素化によって電力価格が高騰すれば、電化が遅れ、低炭素社会も到来しない。
B：電力価格を抑制することで電化を進め、徐々に電気の低炭素化を図る戦略が、低炭素社会への近道ではないか。

第5節 設備利用率の変化でCO₂の大幅削減は可能だ

2050年頃に大幅にCO₂を削減するために、ただちに石炭火力を止めるべきだという意見があるが、これは間違いだ。

というのは、設備があるということと、CO₂が排出されるということは等価ではないからだ。設備利用率（＝発電設備の平均出力のこと。例えば定格出力の80%で一年の50%だけ稼働させると、設備利用率は40%と計算される）は状況によって大きく変わりうる。

日本はエネルギー安全保障のために、2030年ごろまでは、石炭火力を一定程度維持する方針を打ち出していて、これは妥当であると思う。

そしてここで言いたいことは、この2030年までの方針は、2050年までに大幅なCO₂削減をすることと全く矛盾しないということだ。もしも情勢の変化があれば、石炭火力の設備利用率を下げることで、容易にCO₂を大幅削減できる。

「情勢の変化」としては、例えば以下がありうる：

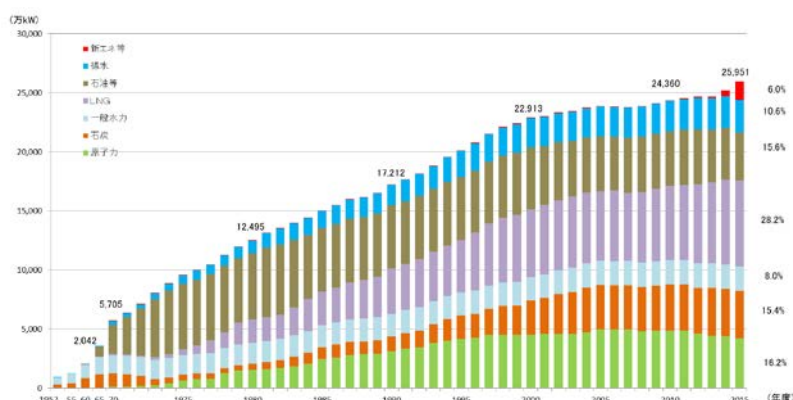
- 1) シェールガス採掘技術が一層進歩し、また液化天然ガス(LNG)市場が国際的に成熟して、より安定安価にLNGが供給されるようになる。
- 2) 原子力の再稼働・新增設が進み、電源構成における比率が増す。
- 3) PVとバッテリーのコストが大幅に下がり、安価安定な主力電源となる。
- 4) 中国が民主化し、東アジアにおける地政学的な緊張が無くなる。

そんなバカなことが、と思われるかもしれないが、2050年までということなら、様々な可能性がある。2050年を待たずとも、上記の1)から4)のうちどれかが起きれば、そのときは、石炭火力の設備利用率を下げてCO₂を減らすことも選択肢になる。そして、そのどれも起きなければ、そのときは、石炭火力の設備利用率を維持し、利用を続ければよい。

実は設備利用率を大きく下げることは前例がある。日本は、1973年当時は石油火力に電力量(KWh)の73%を頼っていたが、これは震災前の2010年には9%まで低下していた(図1)。この間、設備容量はそれほど減っておらず、今でもじつは石油火力の方が石炭火力より多いほどだ(図5)。石油火力による電力量が9%まで低下した理由は、ピーク電力対応に回り、設備利用率が大幅に下がったためである。設備利用率が下がるといっても、決して無用になったということではない。ピーク電力への対応のみならず、不安定な再エネのバックアップや、非常時対応など、電力系統の安定のために重要な寄与をしている。石油火力があったから、東日本大震災後の電力供給不足も乗り切ることが出来た。石炭火力も、同様な役割を担うことが出来る。

アジア諸国では、当面は石炭火力が主力の国が多いが、これも2050年における大幅な排出削減と矛盾はしない。執筆時点で、アジア諸国では旺盛な電力需要に対応して、石炭火力も増えているが、それ以外の発電設備も増えている。将来の状況によっては、かつての日本の石油火力と同様に、アジア諸国も石炭火力の設備利用率を下げることで選択肢になる。いま石炭火力が持続可能な開発のために必要なら、当面はそれをフル活用すれば良い。CO₂削減は後からやろうと思えば出来る。電力系統と火力発電の組み合わせというのは柔軟なシステムなのだ。

図 5：日本の発電設備容量の推移



出典：資源エネルギー庁

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2017html/2-1-4.html>

第 6 節 CCS & バイオの技術開発のための石炭火力技術

日本は、高効率化・大気汚染対策等、石炭火力技術については世界有数の国である。

さて温暖化問題への対応としては、バイオエネルギーの活用や CO₂ 回収貯留技術 (CCS) に期待が寄せられているところ、筆者が強調したいのは、この何れも、石炭火力発電技術がベースとなって開発されるという事実である。

石炭火力発電では、世界各地で産出される様々な石炭の種類に対応し、ガス化技術、燃焼技術、排煙処理技術等が研究されてきた。バイオ燃料と一口にいてもこれも様々であるところ、一つ一つのガス化方法や燃焼方法を研究しなければ商業的な活用は覚束ない。このための燃焼試験設備、計測機器、シミュレーションのソフトウェア、そして研究チームや研究者などの人材は、火力技術の研究開発からの転用であることが多い。これは CCS 技術も同様であって、プラントの設計にあたっての設備や人材は火力発電とほぼ共通である。筆者は個人的にバイオ発電や CCS 発電の技術開発に当たっている研究者を知っているが、何れも出自は火力発電技術者である。

以上のことが意味するのは、いま日本で石炭火力発電技術を失うと、それはバイオ火力や CCS といった温暖化問題への地球規模のソリューションを生み出す力をも失う虞がある、ということである。まだバイオ火力や CCS はそれ自体では技術者集団を維持できるほどの規模は無い。当面は石炭火力で技術者集団を維持することが基本となる。このためには内外に一定の市場が維持されることが望ましい。

第7節 CCUの戦略

「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略（2019年6月11日閣議決定）」でも言及され、「カーボンリサイクル技術戦略マップ（2019年6月7日）」が策定されたCCU（CO₂の回収利用）

<https://www.meti.go.jp/press/2019/06/20190607002/20190607002-1.pdf>

だが、これはどう進めれば良いか。

まずこれは、決して容易ではないことを理解する必要がある。

エネルギー利用の観点からみると、CO₂とは燃焼を終えて燃え尽きた状態であって、だからこそ利用することなく排出されてきたものである。炭素原子（C）ないし水素原子（H）を大気中の酸素分子（O₂）と共に燃焼させるときに莫大なエネルギーが生じるということこそが、化石燃料を魅力的にしてきたのであった。だから、CO₂からエネルギーを取り出すということは、原理的に出来ない。

他方で、他にエネルギー源があれば、CO₂を化学原料として活用することが出来る。植物の光合成というのはまさにこれをやっていて、太陽光のエネルギーを活用して、CO₂から糖を作っている。バイオテクノロジーを活用して、これをさらに効率よく出来るだろう。あるいは、半導体材料を用いて、人工光合成によって、水素ないし有機物を作ることも出来るだろう。

以上は魅力的だけれども、まだ基礎研究の段階である。しかし、いまは基礎研究こそ重きを置くべきである。計算機シミュレーション技術、微細加工技術や微細計測技術といった汎用目的技術は、いま目覚ましく発展している。これを活用して、材料の内部や表面での原子・電子の動きは、これまでブラックボックスに近かったところ、かなり詳しく理解されるようになってきた。更には、原子レベルで制御して材料の製造が出来るようになってきた。近年の燃料電池技術の飛躍的な進歩も汎用目的技術の進歩に支えられている。2050年頃までというのなら、今から基礎研究を始めて、ますます進歩する汎用目的技術を活用し、「ロードマップ」に列挙されているような本当のブレークスルーを目指すべきだし、そのいくつかは実現可能だと思う。

炭素原子（C）は重要な原子の一つである。例えばその物質表面の触媒上での振る舞いをよく研究することで、CO₂を原料の一部として、さまざまな化合物が、安価に製造できるようになるだろう。あるいは、CCSのための分離膜技術やCO₂吸収技術が、いまよりも大幅にコストダウンできるかもしれない。CCSの現在の最大の問題は、CO₂を回収するためのコストが高いことである。しかしこれは、基礎研究を重ねることで、解決できると期待する。

基礎研究段階にある技術について大事なものは、コストダウンの見通しが立たない未成熟な段階で巨大な実証プラントを製造するといった、拙速なスケールアップは禁物だということだ。得てしてそれは、単なる無駄遣いに終わる。しかし他方で、政府には、短期間に目に見える成果が必要なようだ。そこでどうするかだが、筆者は以下の「2本柱戦略」を提案する。

第1の柱は、基礎研究でありながら、政府の看板にもなる大型のクロスカッティングな事業を作ることである。例えば、スーパーコンピューターを政府が購入し、「CCUSシミュレーター」と名付ける。これを低料金で民間事業や大学に提供する。利用対象となる技術に

は CCUS がもちろん含まれるが、あまり目的を狭く限定せず、炭素を初めとして、原子・電子が様々な材料の内部や表面でどのようにふるまうか、物性科学の知見の蓄積を図る。これにより、CCUS のみならず、さまざまな有用な材料技術が進歩する（ちなみに以前、日本政府は地球シミュレーターというものを地球温暖化研究のためとして導入した。したがってこのアイデアは二番煎じである。だが先例があるのはやり易いことかもしれない。）

第 2 は、すぐに目の見える成果の出る事業である。とはいっても、「実用化段階にあって、経済的便益があって、CO₂が活用できる」という技術は、そう多くはない。

その中にあって最も有望なのは、CO₂を利用した作物の栽培である。これは既存の、実用化されている技術である。トマトの温室では、CO₂濃度を外気(=400ppm)の 3 倍から 5 倍(=2000ppm)にまで高めることで、生育を早めている。

<http://ieei.or.jp/2018/04/sugiyama180413/>

しかし、このような CO₂ 利用は、日本で広く行きわたっていないのが現状である。あらゆる温室で CO₂ を活用することは、経済的なメリットも大きいだろう。

更には、どの程度の CO₂ 濃度が作物の生育にとって最適であるかといった研究や、高い CO₂ 濃度に適応した品種の改良の研究も考えられる。何れも土地面積あたりの農業の生産性を高め、肥料・農薬・水の投入などの環境への負荷を低減し、農業起源の温室効果ガス排出を削減する効果がある。

第 8 節 提言

最後に、4 点に絞って提言をまとめておこう。

- 1) CO₂ は、エネルギー問題における唯一の課題ではない。日本は安全保障上の理由で、電力の安定供給を確保するために石炭火力発電が当面は一定量必要と判断している訳だから、これはきちんと対外的にも説明すればよい。エネルギーをアキレス腱とする日本が、エネルギー政策の舵取りを間違えて脆弱な国になり、自由・民主・平和といった普遍的価値の東アジアに於ける砦で無くなる事態は、欧米も望まないだろう。
- 2) 個々の民間事業者は、石炭火力への逆風に屈しやすい。それでも石炭火力を続けるためには、日本政府の方針がぶれないことが重要である。日本は、内外の石炭火力発電を、エネルギー安全保障ないし国家安全保障といった国益の観点から維持する必要があるのだから、国は政策・制度環境を整え、民間が安心して事業に取り組めるようにせねばならない。
- 3) その一環として、国は、石炭火力が持続可能な開発に資すると考える途上国に働きかけ、その旨を明確に制度化してもらうことが望ましい。
- 4) 日本は石炭火力をどう位置付け、どう活用するのか、エネルギー安全保障・国家安全保障・CO₂削減を包含した国レベルでの戦略の策定が必要だ。本稿がその一助となれば幸いである。

¹ 野村浩二（2015） 「イタリアの電力価格高騰と産業構造変化」, RCGW Discussion Paper No.54, 日本政策投資銀行 設備投資研究所 地球温暖化研究センター。
https://www.dbj.jp/ricf/pdf/research/DBJ_RCGW_DP54.pdf

第4章 米国の環境・エネルギー政策と変化する原油・天然ガス市場

一般財団法人 国際貿易投資研究所
客員研究員 木村 誠

第1節 トランプ政権の環境・エネルギー政策

トランプ政権の環境・エネルギー政策の基本は、歴代政権が掲げてきた「エネルギーの自立」(Energy Independence)をさらに進め、米国による「エネルギーの支配」(Energy Dominance)を目指すことにある。このため米国のエネルギー開発を阻害してきたオバマ前政権によるコストのかかる非効率な規制を緩和すること、さらに米国のエネルギーを世界に輸出することにより国内に雇用を創出していくことだ。

1. 米国による「エネルギーの支配」を目指す

政権発足後の2017年3月28日、トランプ大統領は「エネルギーの自立、経済成長促進のための大統領令」に署名し、エネルギー開発の障壁となる規制撤回と地球温暖化対策の見直しを明確化した。「米国第一エネルギー計画(An America First Energy Plan)」のもと署名されたこの大統領令は、クリーンかつ安全なエネルギー開発を推進すると同時に、エネルギー自給体制の確立と経済成長や雇用促進を目指すもの。環境規制の緩和を前提に石炭を含む国内の化石燃料、原子力、自然エネルギー開発を促進し、手頃(affordable)で信頼性の高い電力供給を実現することなどを最優先課題に位置付けている。

さらにトランプ大統領は、2017年6月29日エネルギー省で行われた「米国のエネルギーを束縛から解き放つ(Unleashing American Energy)」イベントで演説を行い、米国が有する無限に近いエネルギー資源を活用し、歴代政権が掲げてしてきた「エネルギーの自立」を一層進め、米国による「エネルギーの支配」を目指すこと、過去8年間、米国のエネルギー開発を阻害してきた前政権の規制を除去し、エネルギーインフラ開発を進めること、米国のエネルギーを世界に輸出することにより、国内に雇用を創出していくと共に、米国の友好国、パートナー国、同盟国のエネルギー安全保障を確保すると表明した。

2. 「新しいエネルギーのリアリズム」

エネルギー省のリック・ペリー長官は、「米国は2020年にエネルギーの純輸出国に転じ、その後30年間にわたり、その地位を維持し続けるだろう」。ダボス会議のエネルギー版と言われる「CERA ウィーク 2019」が3月にテキサス州ヒューストンで開催され、前テキサ

ス州知事のペリー長官が登壇して、こう語った。加えて、化石燃料から再生可能エネルギー、原子力に至るまであらゆるエネルギーを活用する政策（All-of-the-above energy policy）により、米国の「エネルギーの自立」が今や現実のものとなり、米国は「新しいエネルギーの時代」に入りつつある、そして他国も米国から豊富なエネルギーを調達することで、多くの利益を得ることになったと述べた。ペリー長官はさらに、二酸化炭素（CO₂）回収技術などイノベーションの絶えざる進展を通じて、米国はエネルギーの生産や利用に伴う温室効果ガスの排出を削減していると強調した。

ペリー長官は前年の CERAWeek でも演説し、規制ではなくイノベーションを取り入れることで、成長と環境双方に利益をもたらすことができる「新しいエネルギーのリアリズム」を説いた。ペリー長官は、エネルギー安全保障は経済繁栄のロードマップであることを強調、規制ではなくイノベーションによってもたらされる技術革新により、米国はこれまで考えられていたよりも広範囲な地域からより豊富かつ安価なエネルギーを産出していると指摘した。

「かつて米国が新しい埋蔵資源を発見したとしても、採掘にはコストがかかりすぎる、また環境に害を与えることなく利用することができないと考え、こうしたエネルギー開発をあきらめ、逆に開発に対して厳しい規制を課した。そこにあったのは想像力の欠如と革新能力に対する自信喪失である。彼らはアメリカの革新的な能力の現実が見えなかった悲観主義者だった」と説く。

そして「歴史的なシェール革命につながる水圧破碎と水平掘削の大きなブレイクスルーで、環境は悪化しなかった。2005 年から今日まで、米国経済は大きく成長したが、その間に二酸化炭素排出量は 14%削減された。経済成長と環境保護は二者択一ではない。規制ではなくイノベーションを取り入れることで、我々は両方に利益をもたらすことができる」それがまさしく「新しいエネルギーのリアリズム」であるとペリー長官は強調した。

3. 規制緩和の進展

政権発足から 3 年が経過し、規制緩和の動きが徐々に具体化している。最大の目玉はパリ協定からの離脱表明と火力発電所の二酸化炭素排出量を規制するクリーンパワープラン（CPP）の撤回である。このうち、パリ協定については協定条文上の制約があり、協定からの離脱は 2020 年 11 月以降となる。一方クリーンパワープラン（CPP）に代わる新たな二酸化炭素排出量規制策「アフォーダブル・クリーン・エネルギー（ACE）ルール」案が、2018 年 8 月に発表された。

(1) 温室効果ガス排出規制の緩和

1) クリーンパワープラン（CPP）の廃止

温室効果ガス排出に関する一連の規制の一環で、環境保護庁（EPA）は火力発電所からの二酸化炭素（CO₂）排出量を規制してきたクリーンパワープラン（CPP）に代わるものとして、「アフォードダブル・クリーン・エネルギー（ACE）ルール」を決定し、2019年7月に連邦官報に公示した。2015年10月に当時のオバマ政権が定めた CPP では、大気浄化法の下で EPA が各州の CO₂ 排出削減目標値を定め、各州に対して発電方法の見直しと CO₂ 排出削減に関する州ごとの計画を提出するようトップダウンで求めた。このため、石炭火力に依存する 27 州と業界団体が CPP の中止を求めて、連邦裁判所に行政訴訟を起こした。これに対して、トランプ政権は、CPP は EPA の法的権限を逸脱し、州に電源構成の変更を強制するものとして、CPP の廃止とそれに代わる新ルールの策定を目指してきた。

ACE ルールでは、連邦政府が CO₂ 排出に関する指針を示すものの、各州は火力発電所の経過年数や設備更新の費用を踏まえて、安価で信頼性の高い多様な電源構成の下で電力を供給することが可能になるなど、各州政府の裁量に委ねている点が大きな特徴だ。ACE ルールが実行に移された場合、米国の電力部門の CO₂ 排出量は、2030 年には 2005 年の水準より 35% 少なくなり、CPP の CO₂ 排出削減目標を上回る可能性があるとして EPA は示唆している。各州政府は大気浄化法の下、ACE ルールを受けて、州が実施するための削減計画を 3 年以内に EPA に提示することになる。

2) 自動車燃費規制の緩和

ガソリン需要を維持するため、環境保護庁（EPA）は 2018 年 8 月 2 日、「2021～2026 年型乗用車及びライトトラック向けの安全かつアフォードダブルな自動車燃費基準（SAFE：Safer Affordable Fuel-Efficient Vehicle Rule 車両規制）を発表した。これは 2021 年型から 2026 年型までの乗用車及びライトトラックの企業平均燃費（CAFE：Corporate Average Fuel Economy Standard）を 2020 年水準で凍結するもの。トランプ政権は、さらに連邦基準と併存するとして自動車業界から不評だったカリフォルニア州が大気浄化法 209 条の適用除外を受け独自の燃費基準を設ける権限を廃止する提案をおこなっている。この燃費規制に対する連邦政府と州政府のダブルスタンダードが廃止されると、カリフォルニア州をはじめ 10 州が導入しているゼロエミッション（ZEV）規制、すなわち州内で一定台数以上の車を販売する事業者に対して、販売台数の一定比率を電気自動車（EV）など温室効果ガスを排出しない車両にすることを義務付ける規制が影響を受ける。

3) バイオ燃料

さらにエタノールなどの再生可能燃料のガソリンやディーゼルへの混入義務量を定めている再生可能燃料基準（RFS）について、EPA は 2018 年 11 月 30 日に 2019 年の基準を決定した。それによると、2019 年バイオ燃料の最低使用義務量は 199 億 2,000 万ガロン（1 ガロン＝約 3.8 リットル）と、2018 年基準よりも 3.2% 多いが、2007 年エネルギー独立安全保障法（EISA）によって定められた法定基準よりは約 30% 少ない。2019 年において石油精製業者は、ガソリンおよび軽油に対して、体積比で 10.9% 以上のバイオ燃料添加が義務

付けられるものの、RFSを満たせない石油精製事業者に購入が義務付けられている RIN（再生可能識別番号）の売買取引改善のため規制を変更した。また E15 ガソリンの年間販売を可能とする蒸気圧規制を緩和した。さらに EPA は 2019 年 7 月 17 日、2020 年基準案を明らかにしたが、それによるとバイオ燃料の最低使用義務量は前年比 0.6% 増の年間 200 億 4,000 万ガロンとなる。

4) メタンガス排出規制

天然ガスの主成分であるメタンは、CO₂ の 25 倍の温室効果をもつが、米国ではその 30% が、石油・天然ガスの生産、輸送、供給過程で発生する。オバマ前政権は、「気候変動に係わる行動計画」の一環としてメタン排出規制を策定したが、トランプ政権になると EPA は 2017 年 6 月に、2 年間の執行停止を宣言した。しかし環境保護団体からの行政訴訟を受けて、連邦控訴裁判所は同年 7 月、既に公布済み規則の執行停止権限を EPA は持たないと判断した。このため EPA は CPP に代わる新たな排出規制のなかでメタン排出規制を規定することを目指し、2019 年 8 月 28 日、原油や天然ガスの掘削井、パイプライン、貯蔵設備などから漏出するメタンガスの規制を緩和するため、オバマ前政権時代の EPA が 2012 年と 2016 年に策定した「新資源パフォーマンス基準 (NSPS)」の改正案を発表した。EPA によると、規制緩和により、メタンガス漏出対策のために業界全体が投じてきた年間 1,700 万～1,900 万ドルのコストが節約できるという。中小事業者は今回の改正を歓迎しているが、エクソンなど大手石油・ガス業界は米国内にある陸上の油井やガス井、パイプラインなどからのメタン漏出を削減する自主規制にすでに取り組み始めている。

5) 連邦海域等での石油・天然ガス開発

トランプ大統領はオバマ前政権が策定した、米国沖合外部大陸棚 (OCS) を含む連邦海域における石油・天然ガス鉱区付与に関する 2017～2022 年の 5 カ年計画を見直す。ジンク内務省長官は、同省海洋エネルギー管理局 (BOEM) が新たに作成中の 2019～2024 年の新 5 カ年計画において、米国内エネルギー資源の利用促進を目的に、メキシコ湾東部（フロリダ沖）やカリフォルニア沖、大西洋沖、北極圏など、ほぼ全ての連邦海域（面積比で約 90%）で石油・ガスの海洋掘削を認める方針を発表した（2018 年 1 月）。

しかし、その数日後には与党共和党のフロリダ州のスコット知事（当時）は観光業や漁業の保護を理由に反対を表明、商業的に有望で早期の石油開発が可能と見られていた米国メキシコ湾東部を含むフロリダ州沖の連邦海域を鉱区開放の対象から除外することとなった。

一方、トランプ大統領は、連邦海域とは別に、これまで凍結されてきたアラスカ州の国立北極圏野生生物保護区 (ANWR) での石油天然ガス開発を 2017 年 5 月に解禁した。上院エネルギー資源委員会委員長のマコウスキー議員（共和党、アラスカ州選出）は、「ANWR には推定 120 億バレルの石油資源が存在する。環境評価など幾つものハードルがあり、実際の生産開始までさらに時間を要するが、これまで 40 年間続いてきた規制からアラスカ州はようやく解き放たれる」と期待感を示した。

4. 再開するパイプライン建設

トランプ大統領は就任後、大統領令（2017 年 1 月 30 日）で「Two for One」の原則のもと、新規規制の 1 提案に対し撤廃する既存規制を少なくとも 2 つ提示することを行政機関に指示している。また、前後して同年 1 月 24 日に優先順位の高いインフラ・プロジェクトに対する環境影響評価（EIS）を迅速に行う大統領令（13766 号）にも署名した。さらに、エネルギーインフラ事業の承認手続きのスピードアップを目指し、大統領令（2019 年 4 月 10 日）で国際パイプラインの建設を承認する最終決定権限を国務長官から大統領に移管するとともに、現行では、連邦エネルギー規制委員会（FERC）の承認を受ける前に、水質浄化法に基づき、州政府による承認を得る必要があるが、同法の見直しを指示した。

カナダ重質油、米 Permian および Bakken 原油の増産を受けて、米国メキシコ湾(USGC) 向けに送油するためのパイプライン需要は増大している。Bridge Texas、Cactus Expansion、Midland-to-Sealy などパイプラインの追加建設計画が目白押しである。米国金融情報企業 Morningstar は、2018 年 12 月、メキシコ湾岸地域の製油所向けに 15 の原油パイプライン増強計画があり、これらがすべて完成すると日量 770 万バレルの送油能力が追加されると報じている。トランプ政権では、前政権の決定を覆して、Bakken 原油を中西部や USGC の製油施設へ送油する Dakota Access パイプラインの建設を 2017 年 2 月に承認している。他方、西カナダ（アルバータ州）産重質油をネブラスカ州経由で USGC の製油施設に送油する Keystone XL パイプライン（Keystone Phase 4）は着工が遅れており、またカナダ西海岸に送油する Trans Mountain パイプラインは拡張工事が遅延している。

5. 州政府・企業は独自の気候変動対策を推進

(1) 米国気候同盟の結成

パリ協定は国際条約にもかかわらず、オバマ前政権が議会の承認を得ずに大統領の行政権限で批准を決めたもの。このため、当初から共和党を中心に反発が強かった。2017 年 6 月 1 日、トランプ大統領はパリ協定からの離脱を表明した。しかし同日、これに反発するニューヨーク州、カリフォルニア州、ワシントン州の民主党所属の知事は「米国気候同盟（United States Climate Alliance）」の創設を発表した。これは、温室効果ガス排出量を 2005 年比で 26～28%削減するというオバマ前政権が掲げた目標を維持、達成しようとするもの。法的拘束力のある取極めではなく、気候変動に対して同じ考えを持つ州知事たちが集まったものであるが、3 州知事の呼びかけで始まった米国気候同盟に参加する州は 2019 年 9 月時点で 25 州に拡大している。

(2) 再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準

再生可能エネルギーによる発電比率を規定した「再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（RPS）」は現在、全米 29 州と首都ワシントンが導入している。RPS は、全ての発電事業者（ユーティリティ）および電力小売事業者に対して、その電力販売量の一定割合を再生可能エネルギー発電から供給することを義務付けるプログラムだ。ハワイ州は 2045 年に RPS100%、バーモント州は 2032 年に 75%達成を目指している。

こうした州政府の動きを後押ししている要因のひとつは、化石燃料と比べて再生可能エネルギーによる発電コストが近年、大きく低下している点である。とりわけ太陽光発電は、外国製の安価なソーラーモジュールの普及や政府の投資支援策もあり、発電コストが大幅に低下している。米エネルギー情報局（EIA）の電源別均等化発電コスト比較によると、太陽光発電所の発電コストは 2009 年の 359 ドル/MWh から、2019 年 2 月には 37.6 ドル/MWh と 1/10 の水準まで下がっている。

(3) 「RE100（再エネ 100%）」企業

このため自社の事業運営を 100%再生可能エネルギーで賄うという「RE100（再エネ 100%）」企業も増えている。これは国際環境 NGO である Climate Group が推進するイニシアティブで、金融界ではゴールドマン・サックス、シティグループ、JP モルガン・チェース、IT ではマイクロソフト、アップル、グーグル、フェイスブック、飲食・小売りではスターバックス、ウォルマート、消費財では P&G、ナイキなど米国を代表する企業が参加している。こうした企業は、ESG（環境・社会・ガバナンス）投資という社会貢献だけではなく、自社で使う電力コストの削減も同時に視野に入れている。

第 2 節 転換期を迎える米原油業界

1. Permian ユーフォリア：原油生産は 2020 年代には日量 1,500 万バレルへ

2018 年の米国の原油生産量の 55%が、Permian Basin、Eagle Ford、Bakken の各鉱区から産出されている。最近注目されている SCOOP&STACK（日量 30 万バレル、以下 BPD で表記）鉱区は名称こそ違うが地質的には Permian とつながっており、原油の物流は Permian と一緒に動いている。他方、Appalachian 地域の原油はマーセラスガスに随伴して生産されている。シェールオイルはスイートスポット（生産コストが安く供給量が多いところ）で生産される傾向にあり、したがって、油価が一時期急落した折に、スイートスポットでない Bakken での生産が中断したが、油価が上昇していくと Bakken とともに供給量が増えていった。

米国産原油は価格・コスト優位にある Permian Basin (295 万 BPD) からの軽質低硫黄原油を中心に生産が増加基調にある。他方西カナダ産重質原油 (370 万 BPD) も生産量の価格弾力性が低く、安定的に増産の見込みである。しかし、パイプライン建設の遅れから、輸出に向かえない原油が国内でだぶつき、米国内の oil on oil の競争で原油価格を押し下げる要因になっており、Cushing の在庫は積みあがっている。

Keystone XL パイプライン (Keystone Phase 4) の承認でカナダ産原油は (重質油処理中心の) USGC 沿いの製油所向けは今後増加の見込みである。北米の製油所処理能力は日量 1,600~1,700 万バレル (うち米国の 2 大 refinery center である USGC 製油所は 810 万 BPD、中西部の製油所が 280 万 BPD) である。USGC 製油所の軽質油処理能力には依然限界があり、エクソンが 200 億ドルかけて軽質油対応の製油施設やケミカルプラントを建設する計画もあるが、現状は軽質油処理能力がまだ多くない。米国の原油生産は 2019 年 1,260 万 BPD を超え、2020~2030 年にはさらに 1,400 万~1,500 万 BPD へ増えていく見込みで、米国産軽質油の増産分はそのまま輸出へ向かう傾向にある。その結果、国際原油市場では同じ軽質低硫黄原油であるナイジェリアなど西アフリカ産の原油がその影響を受けている。

シェール革命を受けて米国で原油輸出が解禁されたのは 2015 年末であるが、米国の原油輸出量は足元で 270 万 BPD と急速に増加している。米国からの原油輸出の 9 割はテキサス州およびルイジアナ州など USGC からであるが、これは米国全体の石油精製能力の 50% 以上がこの地域に集中しているためである。

原油輸出の増加とともに WTI/Brent の価格差は縮小傾向にあるが、原油はガスと異なり、需要が大きく増える見込みはない。(米国内の石油需要もガソリン需要次第。) したがって米国の原油輸出量は WTI/Brent、WTI/Dubai だけでなく、ヒューストンやルイジアナ市況にも大きく影響を受ける。一方、2021 年に原油輸出は 400 万 BPD に達するとの強気な予想もある。

2. 原油価格は 50 ドル台後半~60 ドル台前半の踊り場に

2017 年 3 月の油価 50 ドルが 2018 年には一時 60 ドル台後半にじりじりと上がっていきしたが、2019 年に入ると足元では米中摩擦などの要因で 50 ドル台に押し戻されている。米国ではガスが国内需給で価格変動しているのに対して、原油は国際市況の影響を受けやすい。

中国、インドの原油・天然ガス実需がこのまま右肩上がり伸びているとは見られないが、米国エネルギー業界は当面 60 ドル台半ばを目安にしており、そこから大きく下がるは見えていない。しかし、65 ドルというのは微妙な水準でそこからさらに上昇していくのは難しい。シェールと OPEC の競合関係をみていると、70 ドルを大きく超えていくとは思えない。従って、当面はアップダウンを繰り返していくというのが、米国産業界の大方の見方だ。

第3節. 天然ガスフローはこの10年で大きく変化

1. 米国は2011年以降世界最大の産ガス国に：マーセラスがすべてを変えた

米国エネルギー情報局（EIA）によると、米国のエネルギー源別消費は、2018年で石油および液分 36%、天然ガス 31%、石炭 13%、再生エネルギー11%、原子力 8%となっており、石油や天然ガスの消費が急拡大している。米国ではシェールガス生産量が2009年頃から拡大しており、天然ガス供給全体の 2/3 を中長期で担っていく見込みである（EIA Annual Energy Outlook 2019）。

2018年米国の天然ガス生産量は前年比 11%増の日量 830 億立方フィートに達している。地域別では米国北東部（マーセラス、ユチカ）のドライ・ガスが過半を占め、Permian Basin は原油に随伴され生産されるウェット・ガスであるが、原油随伴のガスはそのままフレアされるほど生産コスト・ゼロのため、米国内の天然ガス価格は原油増産に伴い下落基調にある。米国天然ガス指標のヘンリーハブ価格（期近）は、足元で 100 万 BTU（英国熱量単位）あたり 2 ドル台前半の水準で推移している。

イーグルフォードなど米国メキシコ湾沿いのガスおよび西カナダ産のガスが、寒冷地である東部および中西部の heating oil 需要を満たしてきた 2008 年以前の状況と比べて、2015 年からはシェール革命により、天然ガスや LNG の輸出が始まった。米国では 1938 年天然ガス法により、それまで天然ガスおよび LNG の輸出を規制してきた。

マーセラスシェールガスが東部および中西部の国内需要を満たしながら、イーグルフォードなど米国メキシコ湾沿いのガスがパイプライン経由でメキシコへ輸出され、さらにメキシコ湾岸の LNG 輸出基地からアジア、中南米、欧州へ回るなど、北米の天然ガスフローはこの 10 年間で大きく変化している。

米国北東部（マーセラス、ユティーカー）の天然ガス生産量は、25bcf/d（LNG 換算 1.9 億トン/年）で、その規模はカナダ、中東産ガス国であるカタールやイラン一か国分の生産量を上回る。（ちなみに日本の年間 LNG 消費量は 0.83 億トン）

米国内では急増したガス生産に対応するため、ガスパイプラインや処理設備等、「ミッドストリーム」部門への投資が進んでいる。油価、ガス価の緩やかな上昇に伴い、2016 年前半に停滞気味だった全米の天然ガス生産量は増加基調あり、2040 年まで米国天然ガス生産量は年平均 1.8%程度で増加していく見込みである。これに伴いカナダからのパイプライン経由の天然ガス輸入が減少、一方でメキシコや LNG 需要国向け輸出増で、2017 年 4 月に米国は天然ガス純輸出国へ転換した。

2. 米国は LNG 輸出大国へ

かつて米国が海外から LNG を輸入し、液化して国内消費に回していこうという時代に、各地で LNG 輸入ターミナル建設プロジェクトが沸き起こり、プロジェクト全体では LNG 受入ベースで 1 億トンにのぼった。これがシェール革命で逆の動きとなり、各地の輸入ターミナルを輸出ターミナルに転用する動きに変貌した。また深海のガス田開発のプロジェクトも 2008 年頃までは立ち上がったが、国内での陸上シェールガスの増産を受けて、深海ガス田開発はコスト高ということで、最近はかつての勢いはない。

米国エネルギー企業の眼は今や陸上シェールに向いている。「価格が下がれば生産を止めればよい、さらに下がれば土地ごと売ればよい、価格があがれば生産を再開すればよい」という判断がある。しかし LNG の輸入と輸出ターミナルの大きな違いは、輸入は再ガス化設備、輸出は液化設備がある点だが、液化設備建設には莫大な費用がかかる。

日系企業がからむ LNG 輸出プロジェクトは、①メリーランド州 Cove Point (年間処理能力 460 万トンでうち住友商事引取り分は 230 万トン=東ガス 140 万トン+関電 80 万トン+住商バッファ10 万トン、印 GAIL 引取り分 230 万トン)、②ルイジアナ州 Cameron (年間処理能力 1350 万トン=450 万トン x3 トレイン、三菱商事、三井物産、エンジー) および③テキサス州 Freeport 第一トレイン (JERA,大阪ガス、2019 年出荷の見込み) である。このほか西海岸のオレゴン州 Jordan Cove(ベレゼン社。JERA、伊藤忠が non-binding HOA[Head of Agreement 基本合意書]締結)は、現在連邦エネルギー規制委員会 (FERC) へ液化輸出基地の建設を申請中である。日本向け LNG 輸出で先行する Cheniere 社の Sabine Pass (トレイン 1-4 液化能力 18.0MTPA のうちトレイン 1-2 は 2016 年完成、トレイン 3-4 は 2017 年完工) は、2016 年 2 月の初出荷後、100 カーゴ以上を出荷済みで、2017 年 1 月以降スポット契約分が日本 (JERA) に出荷された。

Cameron LNG の天然ガスもマーセラス、ユティカから調達している。かつてはカナダ産天然ガスが需要地である米国東部・中西部に南下していたが、マーセラス、ユティカからシェールガスが供給されるようになって、カナダ産天然ガスが行き場を失い価格が大幅に下落している。Permian がガス随伴でほぼコスト・ゼロで生産されており、また第 2 フェーズの LNG 輸出基地が立ちあがり切っていない現状で、LNG の原料であるガス価格が上昇していく見通しにはない。

3. 天然ガス輸出市場をめぐる中東、ロシアとの覇権争い

(1) 世界の天然ガス貿易フローに米国が新規参入

BP 統計によると、世界の天然ガス貿易量は 2018 年に 9,434 億立方メートルで、前年比 4.3%増と過去 10 年間の平均伸び率の 2 倍以上となった。このうち、パイプライン経由が 5,124 億立方メートル、液化天然ガス (LNG) が 4,310 億立方メートル (天然ガス換算) で、パイプライン経由の貿易量は依然大きいものの、前年比の伸びはパイプライン経由の 0.4% 増に対して、LNG は 9.4%増と急増している。

2018 年の世界の LNG 貿易の伸びを牽引したのは、アジア諸国とりわけ中国で、中国の LNG 輸入は 735 億立方メートルと前年の 529 億立方メートルから 4 割近く急増し、日本 (1,130 億立方メートル) に次いで世界 2 位の LNG 輸入国となっている。

2018 年の国別 LNG 輸出量は、カタール (1,048 億立方メートル、前年比 0.8%増)、オーストラリア (918 億立方メートル、19.9%増)、マレーシア (330 億立方メートル、8.5%減)、米国 (284 億立方メートル、65.4%増)、ナイジェリア (278 億立方メートル、1.3%減) となり、米国は 2017 年の 6 位から、ナイジェリアとインドネシアを抜いて 4 位に浮上した。アラスカ州を除く米国本土 48 州からの LNG の輸出は 2016 年に始まったばかりだが、米国からの輸出は、米国天然ガス市場価格であるヘンリーハブに連動した価格設定が行われ、また仕向け先の制限がないため、最近ではアジアや欧州諸国への輸出が増加している。

他方天然ガス全体でみれば、最大の輸出市場は欧州で、全体の約半分を占める。アジアは LNG の輸出先として急速に成長しているものの、天然ガス貿易全体からみればその比率は約 3 割の水準にとどまっている。

この最大の欧州天然ガス市場を押さえているのがロシアで、欧州市場でのロシアのシェアは 39%に及び、米国のシェアは 0.5%にも満たない。その要因は、ロシアが地理的に欧州に近接し、パイプラインで直接結ばれているためである。

米国では、シェール革命で天然ガスの輸出が増えているとはいえ、輸出相手先はメキシコ、カナダなど周辺国が中心だ。米国本土から液化してアジアなどに輸出が開始されたのは 2015 年からと、まだ日が浅い。

天然ガスを遠隔地に輸送する場合、パイプラインで送ガスする方法と、液化して LNG として輸送する方法がある。一般的にはその輸送距離が 3,000~4,000 キロメートル以内であれば、パイプラインを建設して送ガスし、それを超える距離であれば液化して輸送する方が経済的とされている。ロシアの天然ガス生産の 8 割は西シベリアのメドベージェ、ウレンゴイ、ヤンブルグの 3 大ガス田で、生産されている。ここから欧州中央部までの距離はほぼ 4,000 キロで、このためパイプライン経由の輸送が長く行われてきた。

EU は年間の天然ガス需要量 (4,800 億立方メートル) の半分を域内生産で賄い、残りを域外からの輸入に依存している。最近では資源量の減少から域内生産が減退し、輸入の比率が拡大している。2017 年の天然ガスの輸入の 86%はパイプライン経由で、ロシア (39%)、

ノルウェー（30%）、アルジェリア（13%）からの輸入が大半を占める。残り14%がLNGでの輸入で、カタール（41%）、ナイジェリア（19%）、アルジェリア（17%）、ペルー（7%）、ノルウェー（7%）からで、米国からの輸入はLNG輸入全体の4%にすぎない。

2017年におけるEUのLNG輸入は前年比12%増の550億立方メートルで、スペイン（31%）、フランス（20%）、イタリア（15%）、英国（12%）が主な輸入国である。米国がEU向けにLNGの輸出を開始したのは2016年4月のポルトガル向けが最初で、2017年時点では米国のLNG輸出の5%がEU向けである。

EUはウクライナ危機以降、ロシア産天然ガス輸入の削減を目指してきたが、2017年のロシアからの天然ガス輸入は逆に過去最大となった。トランプ大統領はかねてより、EU（とりわけドイツ）がロシアからのパイプライン経由での天然ガスに依存していることに対して、経済制裁相手国ロシアを利するものとして批判的だ。

2019年には、ロシア産天然ガスのドイツへのパイプラインNord Stream 2（NS2）が開通する。NS2は、既存のパイプラインNord Stream 1（NS1）（年間送ガス能力は550億立方メートル）に加えて敷設されるもので、ロシア産天然ガスの欧州向け供給能力は一気に倍増する。

対ロ経済制裁下にもかかわらず、ドイツがロシアからの天然ガス輸入を増やしている背景には、脱石炭・脱原発を進めるというエネルギー政策に加えて、ロシアとの安定的な経済関係を維持しようとするドイツの伝統的な「東方政策」がある。しかし、米国務省は2018年7月、NS2に参加している欧州企業は、経済制裁の対象となり得ると表明している。

(2) 米国の優位性は安価な価格、転売可能な取引条件

欧州の天然ガス価格は、長期契約に基づく原油価格連動方式（北海ブレント原油価格などにリンク）と、スポット契約に基づく価格が併存している。ブレント価格は昨今の原油高を背景に、1バレル60ドル前後で推移しており、欧州の天然ガス価格は足元で100万BTU（英国熱量単位）当たり6ドル前後に高止まりしている。一方、米国の天然ガスは米国の天然ガス市場価格（米国内の天然ガス価格の指標であるヘンリーハブ価格）連動型で、3ドル前後と欧州天然ガス価格の半分である。従ってこれを液化して、欧州向けに輸出しても、米国産LNGは十分な価格競争力を維持できる。加えて、米国産は仕向け地フリーのため、買い主は天然ガス需給の変動に対応して、第三国への転売が可能である。

米国産LNGの最大の魅力は、こうした原油価格に連動しない安価な価格、そして転売可能な取引条件だ。このため、ロシア産天然ガスへの過度の依存を避けるために、欧州サイドでも米国産LNGの受け入れ基地を整備しつつある。

他方、供給側である米国では、シェニエール社が米国本土から初のLNG輸出となったサビン・パス（ルイジアナ州）に加えて、コーパスクリスティ（テキサス州）で輸出ターミナルの整備を進めている。日系企業が米国内のコーブポイント、キャメロン、フリーポートの3カ所で手掛けるトーリング契約方式のLNGプロジェクトと異なり、シェニエール社は通常の売買契約（SPA）でLNGを販売している。すなわち、シェニエールがガスを自

社で調達し、液化した上で FOB 建てで輸出する。従って海外の買い主は、米国内での LNG ターミナルの建設、天然ガスの調達などには関わらないため、取引を開始しやすい。このため、海外とりわけ欧州各国から LNG の受注が順調に行われている。

2018 年 7 月の米 EU 首脳会談では、EU が米国産 LNG を拡大することを表明したが、同時に、米国産 LNG の輸入を拡大するには、安価な価格の実現に加えて、米国が LNG 輸出の事前承認制などの規制を撤廃することが必要だと訴えている。

さらに、2019 年 12 月 2 日には中露間の天然ガス供給パイプライン「シベリアの力」が稼働を開始した。これはロシアのチャヤンダ・ガス田から中国に天然ガスを供給するもので、これまで米国産 LNG への依存が高かった中国の天然ガス市場にロシアが参入してくる。米ロ間のエネルギーをめぐる覇権争いの場合は、欧州に加えてさらに中国市場へと広がろうとしている。

4. 課題：脱炭素社会に向けて

貿易がその国の生産要素の賦存状況で規定されるのと同様、一国のエネルギーミックスも、その国のエネルギー資源の賦存状況で規定される。米国のエネルギー市場は、国内に豊富に存在する原油・天然ガスを中心とする化石燃料主導で動いている。しかしトランプ政権の現在の政策とは別に、将来米国のエネルギー消費が、欧州のように再生可能エネルギーに向いていくのでは、という見方も徐々に高まっている。

カリフォルニア州は全米最大級のシェール資源を保有しながら、その開発には否定的で、再生可能エネルギーに依存する社会を目指している。また州の発電部門における再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（Renewables Portfolio Standard）を 2030 年に 60%に、再生可能エネルギーと原発など「ゼロ・カーボン」のエネルギーによる発電比率を 2045 年に 100%に高める。さらに州内で一定台数以上の自動車を販売するメーカーは、その販売台数の一定比率を ZEV（Zero Emission Vehicle）にするよう義務付けている。

カリフォルニア州のペンションファンド「カルパース」など 225 の投資ファンドは、2017 年 12 月トヨタなどに対して気候変動対策強化を要請している。石油・ガス世界大手エクソンモービルでは、2017 年 5 月の株主総会で、気候変動リスクに関する情報開示を迫る株主提案が、6 割以上の賛成多数で採択された。化石燃料からの divestment や脱炭素化を促す動きが米国内でも徐々にでてきている。

また油価が 2014 年の 20 ドル台から 60 ドル台前後へと戻りつつある中で、再生可能エネルギーの価格競争力も相対的に上昇している。米国エネルギー業界の当面の課題は、2020～2030 年代のエネルギーミックスが見通せないことだ。米国で原油・天然ガス開発を行い、20 年の LNG 長期調達契約を行っている日系企業は、化石燃料への投資が将来座礁資産（stranded asset）となることは避けたいと感じ始めている。

第5章 中国のエネルギー事情

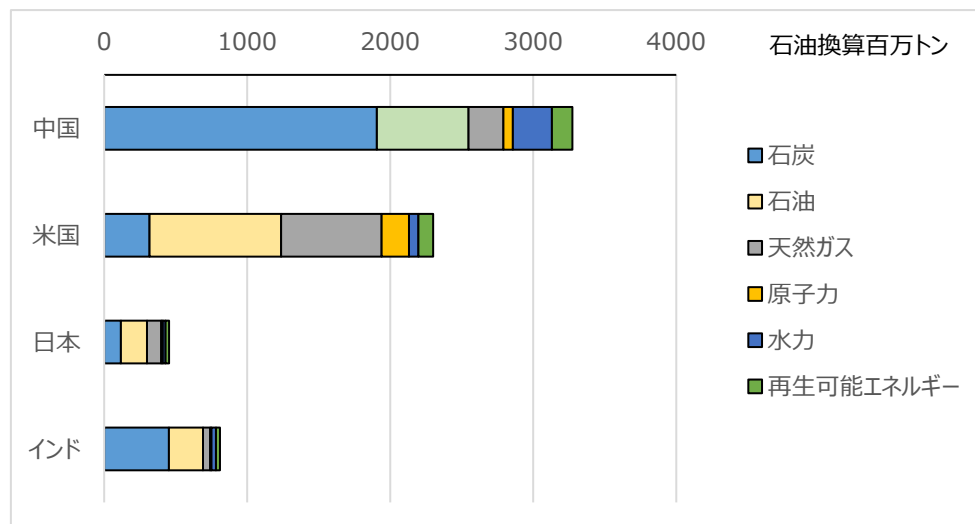
独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構 調査部
エネルギー資源調査課長 竹原 美佳

第1節 世界最大のエネルギー消費国中国

1. 省エネルギー、環境政策がもたらしたエネルギー需給構造の変化

中国は 2010 年に米国を抜き世界最大のエネルギー消費国となった。2018 年は日本の 7 倍の 32.7 億トン（石油換算）を消費しているが、これは世界のエネルギー消費の 24%に相当する。2 位の米国は 23 億トン（同 17%）を消費している。日本は 4.5 億トン（同 3%）を消費している。中国のエネルギー消費で最も多いのは石炭で 2018 年は 58%を占めている（図 1）。

図 1：中国のエネルギー源別消費



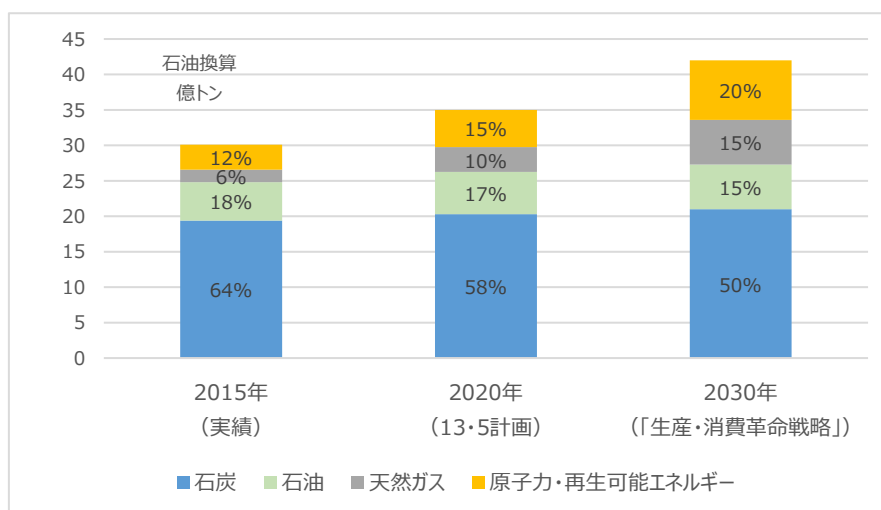
出所：BP Statistical Review of World Energy 2019 に基づき作成

中国のエネルギー消費は経済成長に伴い 2000 年以降約 3 倍増加した。しかし 11 次五か年計画以降それまでの大量生産・消費型から持続可能な成長へと政策を転換した。中国は経済運営の目標を 5 年毎に定めており、2006～2010 年までの目標を定めた 11 次五か年計画では“省エネルギー、環境保護”が基本国策とされ、目標最終年の 2010 年時点で 2005 年に比べ GDP 単位あたりのエネルギー消費を 20%前後引き下げること、工業生産額（付加価値ベース）あたりの水使用量を 30%削減すること、主要汚染物質の排出総量を 10%削減す

ることなど一連の拘束力のある目標が設定された。12次五か年計画（2011～2015年）以降も「大気汚染防止行動計画」（2013年9月）や「エネルギー発展戦略行動計画」（2014年11月）など拘束力を伴う省エネルギー、排出抑制政策が打ち出され、消費の伸びは鈍化した。さらに、2013年頃からPM2.5問題などにより大気汚染改善への取り組みが強化されたことや政策的なエネルギー転換（電化や石炭から天然ガスへの転換）を進めたことにより、エネルギー源の多様化が進んだ。石炭の1次エネルギー消費に占める比率は2000年の69.5%から2018年は58.2%に減少の一方で天然ガスは2000年の2.1%から2018年は7.4%に増加した。同様に原子力・再生可能エネルギー消費も2000年の7.3%から2018年は14.3%に増加した。また、2010年から2018年にかけて電力消費が2倍近く伸びる中、原子力・再生可能エネルギーの発電電力量に占める比率は2010年の19%から2018年には29%に増加した。

中国における省エネルギー、排出抑制政策は少なくとも2030年まで継続する見通しである。中国政府は2017年8月に公表した「エネルギー生産・消費革命戦略」において、GDP単位あたり（1万元創出あたり）のエネルギー消費を15年比15%削減すること、GDP単位あたりのCO₂排出を2015年比18%削減する目標を設定している。またエネルギー安全保障と低炭素化の両立を図ろうとしている。エネルギー自給率80%以上を維持する目標を設定した上で、1次エネルギー消費における石炭の比率を58%以下、原子力・再生可能エネルギーを15%以上とする拘束性のある目標を設定している。それを実現するために、石炭の発電向け消費を55%以上とすることや発電端の石炭消費を310g/kWh以下とする石炭を主に発電に振り向ける政策を出している。また、炭化水素資源の中で最もクリーンなエネルギーである天然ガスの比率を15%以上に高める目標が設定されている。このように原子力・再生可能エネルギーならびに天然ガスの利用を中長期的に拡大する政策が取られている（図2）。

図2：中国のエネルギー源別消費



出所：「13次五か年計画」、「生産・消費革命戦略」に基づき作成

第2節 石油・天然ガスの消費構造、調達の変化

1. 石油

2019年6月に発表された“BP Statistical Review of World Energy”（以下、BP統計）によると2018年の中国の石油消費は前年比5.3%増の6億2,803万トン（日量1,353万バレル）で米国に次ぐ世界2位の石油消費国である。だが同統計によると、中国の2010年から2018年の石油需要の伸びは年平均4.6%増で2000年から2010年の同7.2%増に比べると伸びが鈍化している。

中国の石油消費は経済・製造業の発展に伴う物流規模の拡大、発電用石炭の輸送増加などにより2012年頃まで軽油が牽引してきた。その後軽油は産業構造の変化、電化、天然ガス自動車等（省エネ・エネルギー代替）、石炭抑制（環境規制）政策等により横ばいから微減傾向となっている。ガソリン消費は中間層の増加、ライフスタイルの変化（マイカー志向、レジャー需要の高まり）とともに2011年以降一貫して伸びており、軽油に代わり石油消費の牽引役となった。しかし燃費規制強化、EV促進政策、天然ガス自動車や高速鉄道の普及・発展による代替でガソリンの消費の伸びも鈍化に転じている。

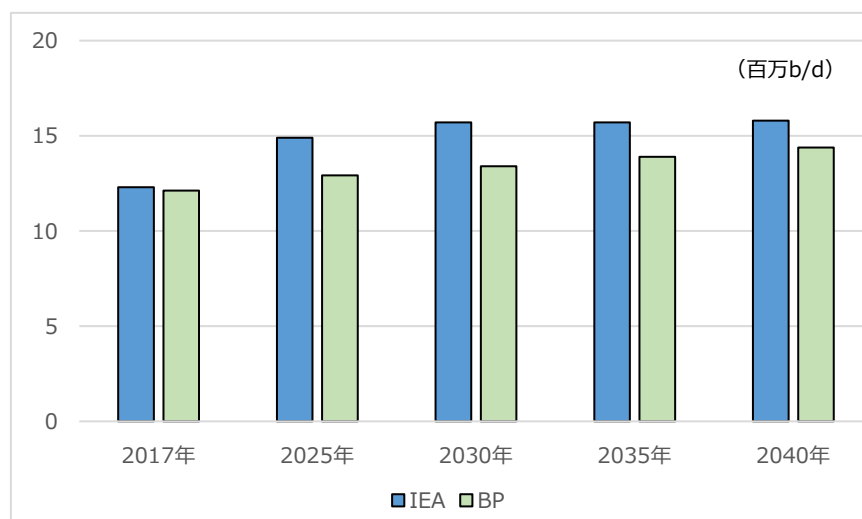
IEAは2019年3月に発表したOil2019において、中国の石油需要は2018年から2024年の予測期間中年平均2%増（日量33万バレル増）の日量1,490万バレルに増加すると見ている。ガソリンは予測期間中に年平均日量9万バレル増加するが、燃費基準の厳格化を受けて過去10年（2007～2018年）に比べ伸びが鈍化する。軽油は予測期間中年平均日量2万バレル増加と過去数年に比べさらに伸びが鈍化する。その背景として消費牽引型の産業構造の変化や環境対策のため地方政府が公共輸送機関についてEV（中国では新エネルギー車“NEV”）バスなどよりクリーンな輸送手段を選好していることを指摘している。

中国汽車工業協会によると、新エネルギー車の販売台数は2014年の7.5万台から2018年には125.6万台（前年比62%増）に増加した。中国の新エネルギー車累計保有台数は172.9万台（このうちBEVは80.1万台）であり、中国の自動車保有台数の0.9%に相当する。また2017年4月に公表された「自動車産業中長期発展計画」では新車の平均燃費の目標については2020年に5.0ℓ/100km、2025年に4.0ℓ/100kmとする目標が設定されている。

2019年3月、モルガン・スタンレーのアナリストが中国の石油消費について交通輸送部門における石油代替を理由に市場のコンセンサスより5年から8年早い2025年にピークを迎えると予想した。確かに中国ではEVが急速に普及しており、その他輸送分野における石油代替も進展している。しかし2010年から2018年にかけて世界の石油需要が年平均日量139万バレル増加する中、中国の増加はその4割（日量51万バレル）を占め、引き続き世界の石油需要を牽引する存在だ。市場コンセンサスの土台となるIEAやBPはいずれも同国の石油需要のピークを2030年代と見ている。IEAは2030年から2040年の中国の石油需要について横ばい（年平均0.06%増）、BPは微増（同0.7%増）とし、いずれもその後大

幅に減少するとは見ていない（図 3）。毎年約 3,000 万台販売される自動車の保有台数（ストック）の積み上がりと航空燃料や石化需要など自動車以外の需要の伸びを踏まえると世界の石油需要を下支えする状況が 2030 年代まで続くと考えられる。

図 3：中国の石油需要長期シナリオ（IEA・BP）



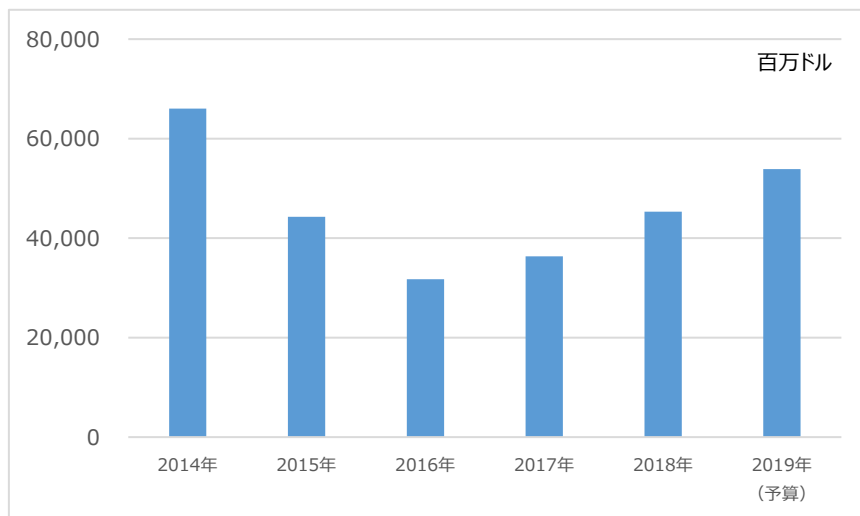
出所： IEA World Energy Outlook2018、BP Energy Outlook2019 に基づき作成

BP 統計によると、2018 年の原油生産は前年比 1.3% 減（日量 5 万バレル減）の 1 億 8,911 万トン（日量 380 万バレル）である。中国の原油生産は 2015 年にピークアウトしている。2014 年下期以降の油価低迷を受けて、中国政府は成熟油田への投資抑制を許容、主要生産事業者である国有石油会社 3 社（中国石油天然気集团公司<CNPC>、中国石化集团公司<SINOPEC>、中国海洋石油总公司<CNOOC>）は東部の大慶(Daqing)油田や勝利(Shengli)油田など高コストの成熟油田への投資を削減しており、2016 年以降同国の生産は減少が続いている。しかし 2018 年の対前年減少は前年 2017 年（同 15 万バレル減）に比べ減少幅が縮小、下げ止まりの傾向にある。これは政策と油価の双方が作用していると思われる。米中貿易摩擦や産油国の供給不安定化を受けて、同国のエネルギーセキュリティ意識が高まり、政府は国内供給強化に方針を転換した。2018 年 8 月には習近平主席が国有石油企業 3 社に国内供給強化を指示した模様だ。

国有石油企業 3 社（PetroChina、Sinopec、CNOOC）の探鉱開発投資額は 2016 年に 317 億ドルで底を打ち、その後上昇が続いている。3 社の 2018 年の探鉱開発投資額は前年比 25% 増の約 450 億ドルであり、2019 年の予算は同 19% 増の 540 億ドルの見通しである（図 4）。2014 年の 660 億ドルを依然下回ってはいるが、過去 5 年でもっとも高い。

ただし中国の油田は長期生産による成熟化（生産減退、開発コスト上昇）が進み、天然ガス需要の増大に対しその増産を優先する中国において今後原油生産が大幅に上向くことは考えにくい。国有石油企業の原油・天然ガスの生産実績を見ると、原油に比べ天然ガスの増産が図られており、2019 年の原油生産見通しはいずれも横ばいという状況である。

図 4：国有石油企業 3 社探鉱開発投資額推移



各社年報、Annual Results に基づき作成

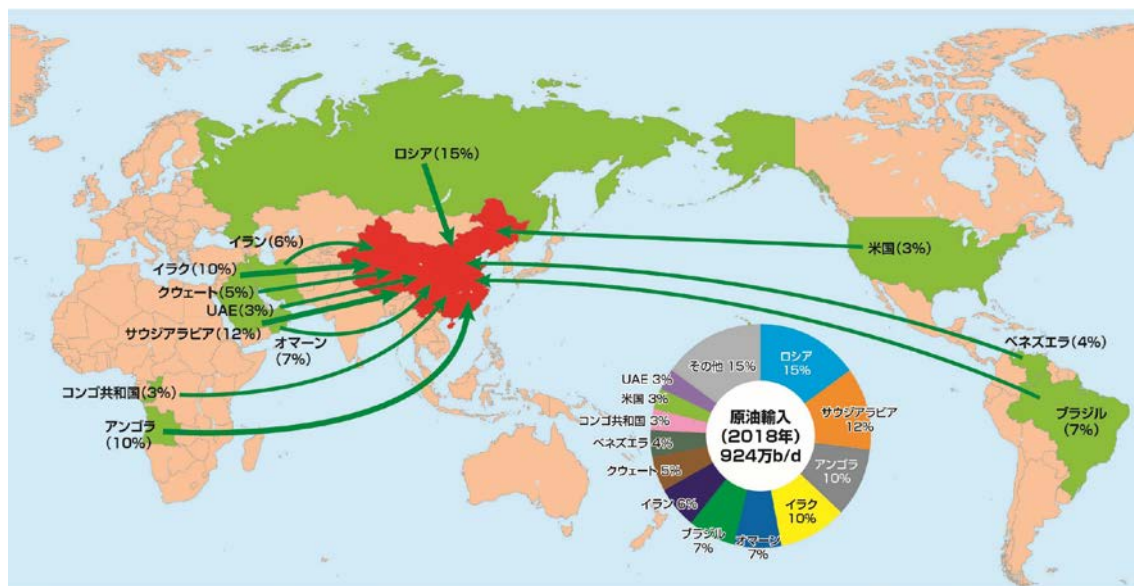
2018 年の原油輸入量は前年比 10%増の約 4 億 6000 万トン（日量 924 万バレル）で対外依存度は 70%に達した。国内の原油生産の減少、製油所の精製処理能力増強や地方製油所の原油輸入ライセンス付与に伴う原油購入意欲で原油輸入の拡大が続いている。原油の輸入、精製処理量が増加する一方で中国の精製処理能力は供給過剰に陥っており、ガソリン、軽油、ジェット燃料など余剰の石油製品の輸出が増加している。

中東からの原油輸入は 5 割前後で推移している。近年、ロシアやブラジルなど産油国国有石油会社との長期契約増加や中国の独立系地方製油所による調達でロシア、ブラジル等南米からの原油輸入が増加。調達の多角化や対中東バーゲニングとして存在感が増大している。

2018 年の中国の原油輸入を国別に見るとロシアからの輸入が最大であり、前年比 20%増の日量 143 万バレル（2018 年の原油輸入の 15%）であった。ロシアは 2 年連続でサウジアラビア（前年比 9%増の日量 116 万バレル、原油輸入の 12%）を上回った。地方製油所が、ロシア原油を距離が近く柔軟性が高いという理由で選好していることに加え、イランやベネズエラからの輸入減少もロシアからの原油輸入拡大につながった模様である。

米国の対イラン制裁の影響でイランからの輸入は同 6%減の日量 59 万バレルとなった（2019 年 5 月の米制裁免除期限切れ後同国からの原油輸入量は日量 20 万バレル前後に低下した。もっとも密輸や他国からの輸入と偽った輸入が行われているとも報じられる）。ベネズエラからの輸入は同国における政治・経済的混乱で原油生産および出荷が減少したことにより同 24%減の日量 33 万バレルとなった（2019 年 7 月の同国からの原油輸入量は日量 20 万バレルを下回っている）。ベネズエラからの原油は主に中国への融資返済にあてられているとされる。米国からの輸入は同 60%増の日量 25 万バレルであった。米国からの原油輸入には 2018 年 8 月 23 日から 25%の追加関税が課されるはずであったが、中国政府は 8 月 8 日に対象から外した。Sinopec は 2018 年 7 月以降輸入の見合わせあるいは慎重な調達に転じたようだが、割安な価格で推移していたこともあり 2018 年通年では前年比 60%増の日量 25 万バレルと大幅な増加であった。2019 年初頭は米国からの輸入は低調であったが、7 月の輸入は日量 36 万バレルと上向いている。今後も両国の交渉状況や価格により調達は変動すると思われる。

図 5：原油国別輸入（2018 年）

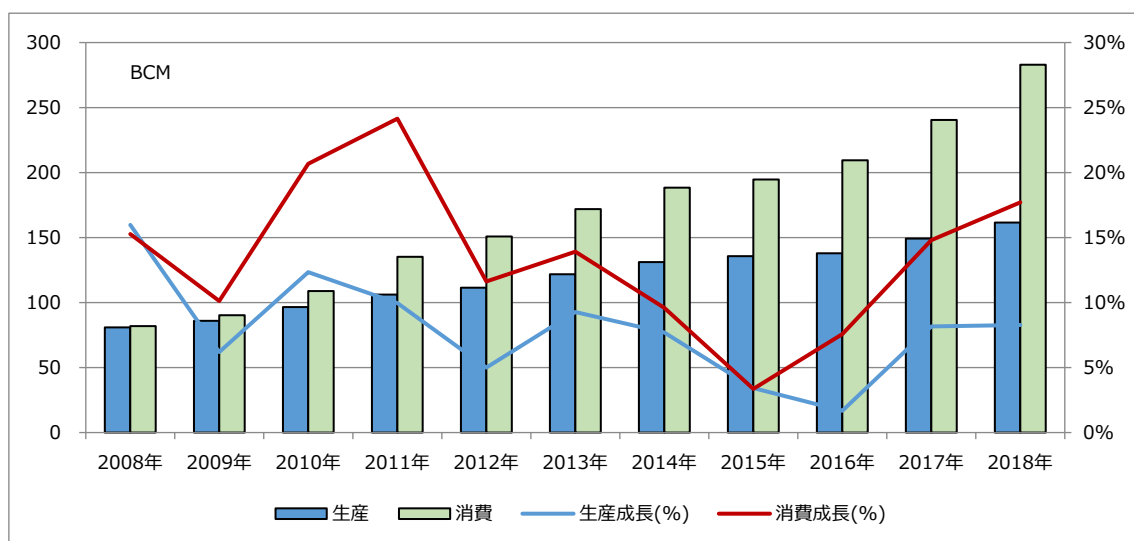


新華社 China OGP に基づき作成

2. 天然ガス

BP 統計によると、2018 年の中国の天然ガス消費量は前年比 17.7% 増（430 億立方メートル増）の 2,830 億立方メートル（約 2 億 700 万トン）で、米国、ロシアに次ぐ世界第 3 位（日本の 2.4 倍を消費する）の消費国である（図 6）。

図 6：中国の天然ガス生産・消費（2008～2018 年）

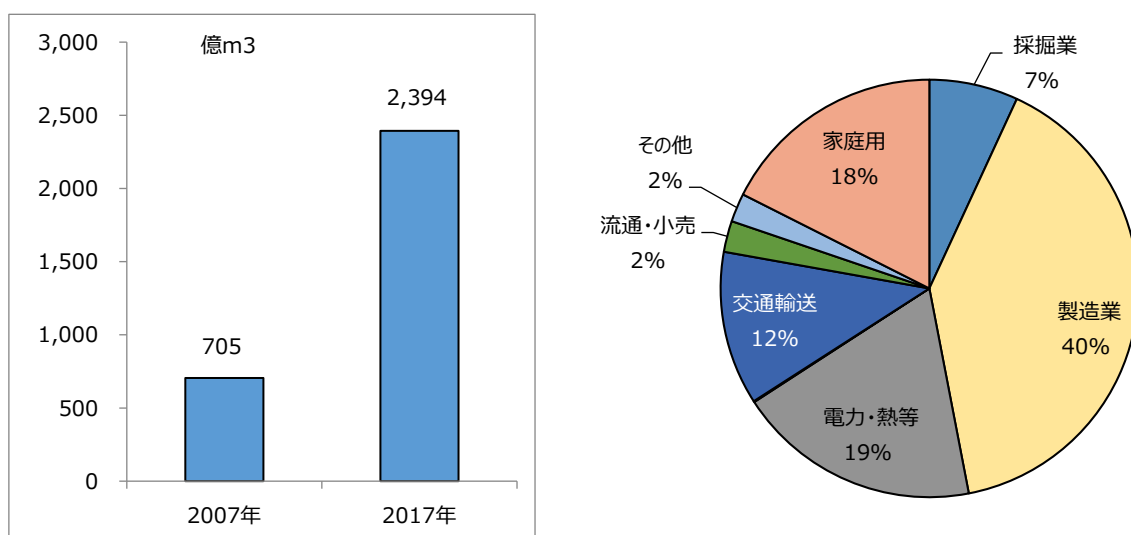


BP Statistical Review of World Energy 2019 に基づき作成

中国における天然ガスの主な生産地域は四川、新疆など消費地から離れた西部に偏っており、1990 年代中頃まで地産地消で開発は限定的であった。しかし消費地の北京や上海などを結ぶ幹線パイプラインや都市ガス導管が整備された 2000 年前後から天然ガスの開発・利用が進んだ。

中国能源統計によると、天然ガス消費は過去 10 年で 4 倍近く伸びた。特に製造業、電力・熱供給、交通輸送、家庭分野で伸びた。日本では天然ガスの 6 割強が発電向けに使われているが、中国における天然ガスの用途は製造業（工業炉、ボイラー、化学工業の原料・熱源など）で 40%と最も多く、ついで電力・熱供給が 19%、都市ガス（家庭用）が 18%、交通輸送分野（CNG 自動車向けなど）が 12%となっている

図 7：中国の天然ガス消費（2007 年、2017 年）および分野別消費（2017 年）



出所：中国能源統計 2019

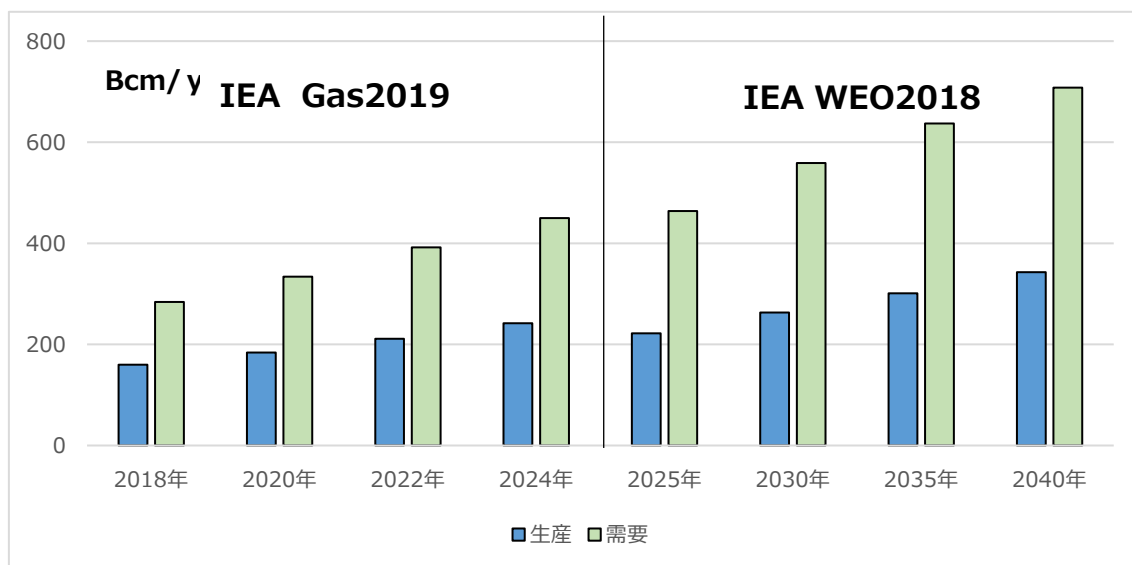
中国の天然ガス消費は 2017 年と 2018 年に 2 年連続で前年比 15%以上増加という高い伸びを示した。「大気汚染防止行動計画（2013～17 年）」（2013 年 9 月、国務院）や「北部のクリーン暖房化計画（17～21 年）」（2017 年 12 月、国家発展改革委員会）など一連の環境政策（石炭から天然ガスへの転換政策）に加え、国内の天然ガス価格が代替燃料に比べ相対的に安く、価格競争力があつたことが増加の主な要因である。このため 2017 年から 2018 年の冬にかけて中国の北部を中心に深刻な天然ガス不足が起きた。北京などの北部は 11 月 15 日から 3 月 15 日までの 5 カ月間が集中暖房需要期に当たり、天然ガスの不足が起きることは珍しくないが、2017 年は「大気汚染防止行動計画（2013～17 年）」の最終年に当たり、目標未達による降格などの処罰を恐れた地方政府幹部が十分な調達がないまま石炭から天然ガスへの燃料転換を強行したことで経済や国民生活に深刻な影響が生じた。日本

を含むアジア LNG 市場についてもスポット LNG 価格の上昇などの影響が生じた。

BP 統計によると 2018 年の天然ガス生産は 8.3%増（43 億立方メートル増）の 1,615 億立方メートルであった。エネルギー安全保障意識の高まりから政府は企業に国内供給強化を求めており、国有石油企業が投資を増やした（国有石油企業 3 社の 2018 年上流投資額は前年比 25%増の約 450 億ドル、19 年は同 20%増の約 540 億ドルの見通し）ことで堅調に推移した。

政府は「エネルギー生産・消費革命戦略」において、2030 年に 1 次エネルギー消費に占める天然ガスの比率を 15%以上に高める目標を設定している。同戦略に基づき 2030 年の 1 次エネルギー消費を石油換算 42 億トンとした場合、天然ガスの消費量は現在の 2.6 倍の約 7,400 億立方メートルとなる。ただしこの目標は若干野心的のようだ。IEA は 2030 年の天然ガス消費は 1 次エネルギーの 12%（5,600 億立方メートル）と見ている（2018 年 11 月、World Energy Outlook2018）。中国最大の国有石油会社 CNPC 傘下の CNPC 経済技術研究院（CNPC-ETRI）は 2030 年の消費を石油換算 39 億トン、天然ガスの消費を 1 次エネルギーの消費の 12.7%（5,900 億立方メートル）と見ている（「2050 年の世界・中国エネルギー展望」、2019 年 8 月）。また CNPC-ETRI の天然ガス部門の担当者は、上記はエネルギー全体のベースシナリオであり、2030 年の天然ガス消費は輸入ガスの価格により変動するが、概ね 5,400 億立方メートル（3.9 億トン）程度、その内訳として、シェールガスを中心とする非在来型ガスの増産を前提に国内生産 3,400 億立方メートル、輸入比率を 37%、2,000 億立方メートル（1 億 4600 万トン）と見ている。2018 年のシェールガスの生産は前年比 26%増（23 億立方メートル増）の 113 億立方メートルと大きく伸びている。ただし依然として同国天然ガス生産の 7%、消費の 4%という状況である。シェールガスは国有石油企業 2 社（Sinopec、PetroChina）が主に同国西南部四川・重慶地域で生産している。2020 年の政府シェールガス生産目標（300 億立方メートル）に向け 2 社は投資を拡大しているが、Sinopec と Petrochina の開発計画を見る限り、目標未達の可能性が高い。数年遅れて達成したとしても、今後 50Bcm、100Bcm とシェールガスの大幅な増産を進めるにあたり深度の深い地域、あるいは山地における開発などの課題があり容易ではない。2030 年における中国の天然ガス需給はこれらの不確実性を抱えている。

図 8：中国の天然ガス需要中長期シナリオ（IEA）



IEA Gas2019 および World Energy Outlook2018 に基づき作成

天然ガスの輸入量は前年比 32%増の 1,229 億立法メートル（9,551 万トン）である。天然ガスは液化天然ガス（LNG）と国境をまたぐパイプラインにより輸入している。天然ガスは海上から LNG（液化天然ガス）の形でオーストラリア、カタール、インドネシア、マレーシア、パプアニューギニアなどから行う他、国境をまたぐパイプラインを通じトルクメニスタン、ウズベキスタン、カザフスタン、ミャンマーから輸入している。

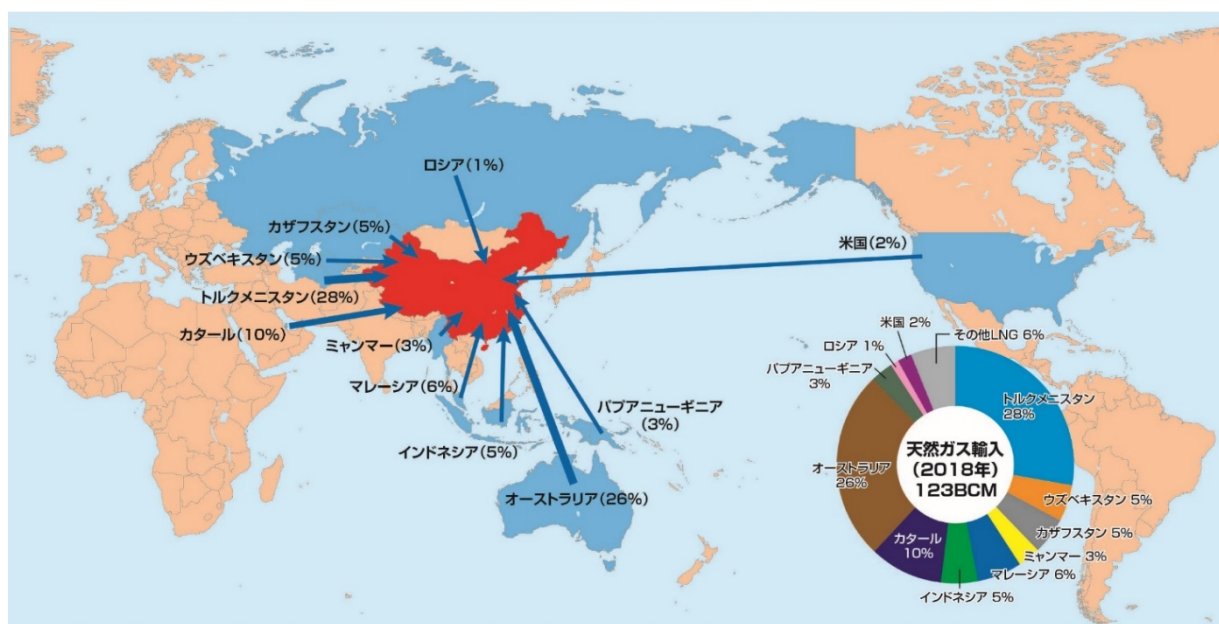
2018 年のパイプラインガスは同 2 割増の 3,640 万トン（500 億 m^3 ）であった。パイプラインガスによる輸入の 4 分の 3 はトルクメニスタンによるが、2018 年は長期契約供給拡大に伴いカザフスタンからの輸入が最も伸びた。パイプラインと LNG を合わせた輸入量は日本を上回り世界最大の輸入国となった。

パイプラインガスを巡り気になる動きはロシアの存在である。まず今年 12 月 1 日からシベリアのカパイプラインを通じロシア東シベリアからのパイプラインガスの中国への供給が始まる。契約量は年 38Bcm だが、2024 年まで段階的に輸入量を増加（ランブアップ）させる契約となっている。そのロシア国営 Gazprom は子会社を通じ期間 5 年（2024 年 1 月 30 日まで）で年 5.5Bcm のガスをトルクメニスタン国営 Turkmengas から購入することで契約を締結した。トルクメニスタンは生産の 5 割を自国で消費、残りをほぼ全量中国に輸出しており、国内消費も伸びていることから、今後はロシアから中国向けの供給が伸びる一方でトルクメニスタンから中国向けの供給が停滞する可能性がある。また中国はロシアとパイプラインガスに加え、Yamal と Arctic-2 LNG を合わせ年約 700 万トン（9.5Bcm）の契約を結んでおり、パイプラインと LNG の輸入を合わせると 40Bcm 前後となり、2024 年頃にロシアからの供給がトルクメニスタンや豪州を上回る可能性がある。

国際 LNG 輸入者協会（GIIGNL）によると、2017 年に中国の LNG 輸入は前年比 1,200

万トン増加の 3,800 万トンとなり、韓国を超え世界 2 位の LNG 輸入国となった。2018 年は前年比約 1,600 万トン増加の約 5,400 万トンとなった。2018 年の世界の LNG 輸入量の前年比 2,400 万トン増加の 3 億 1800 万トンに対し、中国は増分の 3 分の 2 を占めたことになる。また、世界の LNG 輸入におけるシェアは 2018 年時点では日本が 26% (約 8,300 万トン) で中国は 17%だが、IEA は 2024 年までに中国が LNG 輸入単独で 8000 万トンを超え、日本を上回ると見ており (Gas2019、2019 年 6 月)、中国の世界的 LNG 市場における存在感は高まっている。国別の LNG の輸入は長期契約の供給増加に伴い豪州からの輸入が増加した。

図 9：中国の主な天然ガス調達先（2018 年）



出所：新華社 China OGP に基づき作成

第6章 ドイツの褐炭産業の現状

一般財団法人 国際貿易投資研究所
客員研究員 伊崎 捷治

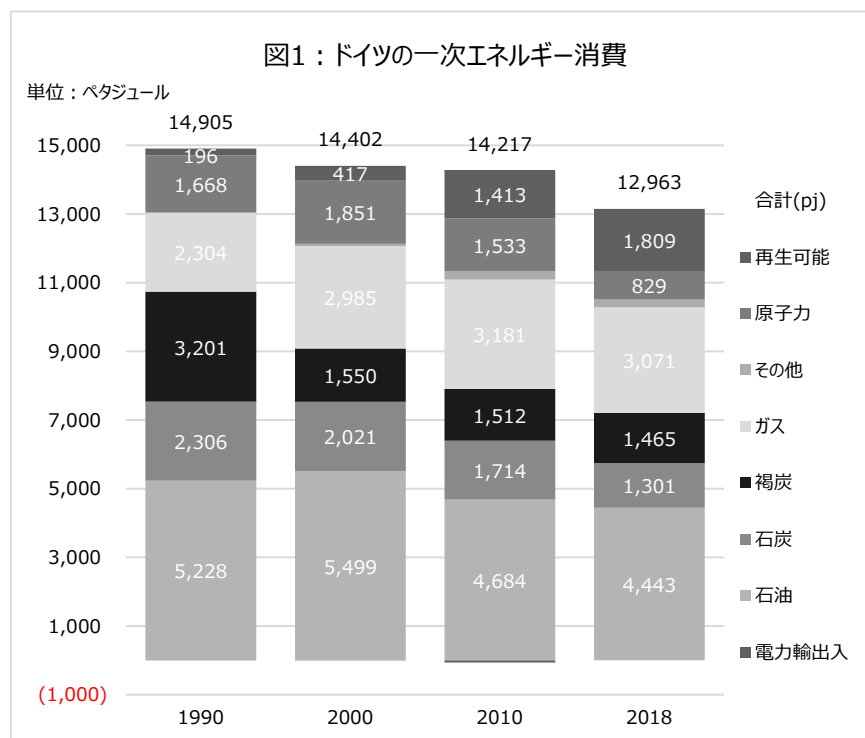
まえがき

ドイツは2020年までにCO₂の排出量を1990年比で40%削減することを国際的に表明してきた。しかし、この目標を達成することが困難であることが明らかになるに伴って、排出量の多い石炭・褐炭発電の停止を急ぐとともに、交通・住宅部門におけるCO₂課税制度の導入など、削減策を強化して、次の目標である2030年までの55%削減を確実に達成することをめざしている。

石炭・褐炭発電については2018年はじめに石炭委員会が2038年までに廃止することを勧告し、これに沿って立法作業が進められている。しかし、発電量の約12%を占める原子力発電が今から3年以内にすべて停止され、その上でさらに約35%を占める石炭・褐炭発電を廃止することは安定した電力供給の維持という点で極めて大きな課題だといえる。

そうした中で、発電に利用される褐炭はすべて国内で産出しており、採掘が大規模な事業であるだけに単に発電の停止にとどまらず、跡地の利用、自然環境の回復といった大きな課題も待ち受けている。今後20年をかけて終焉に向かう褐炭産業の現状を探る。

第1節 ドイツのエネルギー消費と温室効果ガス

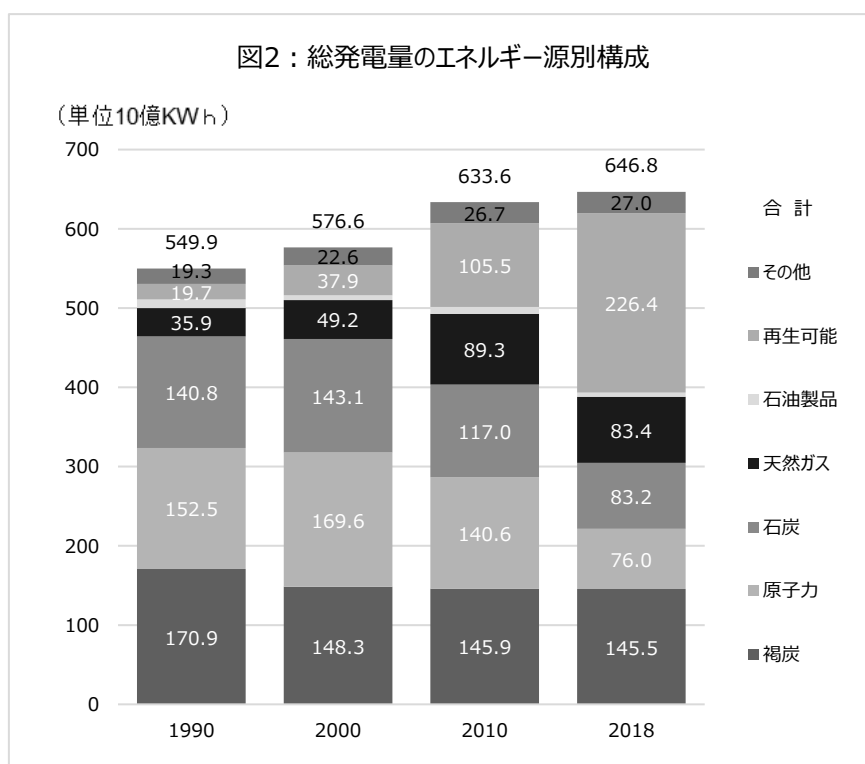


ドイツの2018年の一次エネルギー消費は1990年比で約13%減少した。この間、エネルギー種別では石油がほぼコンスタントに34～35%を占めてきたのに対して、石炭・褐炭および原子力の比重が低下した。これに対して、再生可能エネルギーおよび天然ガスの割合が大幅に増加した。これに対して、褐炭は2000年

あたりから消費がほぼ横ばいで推移してきた。一方、温室効果ガスの排出量は1990年の12億5,100万トンから2017年には約3億3,400万トン減少して、9億700万トンとなった。これは、1990年比で27.5%の減少で、2020年までに40%削減するというドイツの目標を達成するためにはなお7,500万トンの削減が必要な状況にある。2017年の発電部門の排出量は3億1,300万トンで、1990年比26.7%の減少で、国全体の削減実績をやや下回る状況にある。

第2節 褐炭発電と温室効果ガス削減への動き

褐炭による発電はドイツの発電量全体の4分の1近くを占めており、原子力と並んで基本的な電力供給を担ってきた。



資料：Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
 "Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern"
 (2019.03.08)

褐炭発電のシェアはわずかずつであるが縮小をたどっている。

発電部門はエネルギー由来の温室効果ガス排出量の約41%を占め、その48%あまりが褐炭発電は48%によるものである。したがって、ドイツのエネルギー由来の温室効果ガス排出量のうち、20%近くが褐炭発電によるものである。

熱効率が低く、CO₂針出量の多い褐炭による発電の廃止は2010年秋にエネルギー政策大綱（エネルギーコンセプト）が策定された時点で避けられない状況になっていた。エネルギーコンセプトでは、2000年に決定されていた脱原発を約12年間延長するとともに、再生可

発電に利用される褐炭はすべて国内で産出し、約90%が褐炭発電に利用される。褐炭による2018年の発電量は1,455億KWhで、総発電量の22.5%占め、再生可能エネルギーの35%に次いで大きい。

発電に占めるエネルギー源別の構成では、再生可能エネルギーが急速に拡大し、その変動に臨機応変に対応できる天然ガス発電も増加しているが、

能エネルギーの拡大を加速させ、2050 年までに電力消費に占める割合を 80%以上に引き上げ、CO₂ 排出量を 80~95%削減する目標が設定された。しかし、その直後の 2011 年春、福島原発事故を契機にあらためて原子力発電の廃止が決定され、それに伴って褐炭発電の廃止が遅れる形になっていた。

その後、再生可能エネルギーの拡大は想定以上に進展したが、人口増や経済成長の陰で温室効果ガスの排出量は一時的には増加する状況で、公約どおり 2020 年までに 40%削減することが困難な見通しとなった。このため、政府は 2015 年 12 月のパリ気候会議を控えて褐炭産業との間で褐炭発電の停止に向けて交渉を開始した。CO₂ 排出量に占める褐炭の割合に相応した 2,200 万トンの削減をめざす交渉は難航したが、結局は褐炭産業における削減幅を 1,250 万トンとすることで合意し、不足分については政府が別途の削減策を講じることとなった。褐炭産業との合意は、古い発電設備を順に停止し、それぞれ 4 年後に最終的に閉鎖するというもので、その他の措置を含めて 2015 年 7 月 2 日に発表された内容はつぎのとおり

- ① 2017 年から 2020 年までに、発電能力で 2.7 ギガワット（現有能力の 13%） 相当の褐炭発電所を順次予備能力化し（安全待機、Sicherheitsbereitschaft）、それぞれ 4 年後に最終的に閉鎖する
- ② 褐炭業界は能力予備化に加えて必要な場合、2018 年以降、さらに年間 150 万トンの CO₂ 削減を約束する。
- ③ 上記の達成状況は 2018 年に実施するモニタリングで確認する。
- ④ コージェネ法を改正し、既存の石炭コージェネをガスコージェネに置き替え、新設補助を若干増やすことで、CO₂ 削減量を 400 万トン引き上げる。
- ⑤ 残る 55 万トンの削減は、2016 年から建物、市町村、産業および鉄道の各分野のエネルギー効率改善で行うこととし、そのため、エネルギー・気候基金を通じて、2020 年まで年間最大 11 億 6,000 万ユーロ公的補助を行う。

なお、褐炭業界は安全待機させる設備について、電力供給の確保上不可欠となる場合に備えて 240 時間以内に稼働態勢を整え、その 11 時間後に最低出力で運転し、さらに 13 時間後までに規定のフル出力に達することが求められている。それに対して、発電事業者は年間 2 億 3,000 万ユーロ、総額 16 億 1,000 万ユーロの補償を受けることとされた。

また、上記③のモニタリングについては 2019 年 5 月に第 3 者機関による調査結果が発表され、「安全待機」は 2020 年までに CO₂ の実質的削減効果を持つとみられ、削減は合計 1,180 万トンから最大で 1,500 万トンと判断された。

第 3 節 褐炭産業の概要

ドイツの褐炭産出量は中国、ロシア、米国などを上回り、世界で最も多く、2018 年の産出量は 1 億 6,600 万トンであった。確認済み資源量は合計 724 億トンで、商業的可採埋蔵量

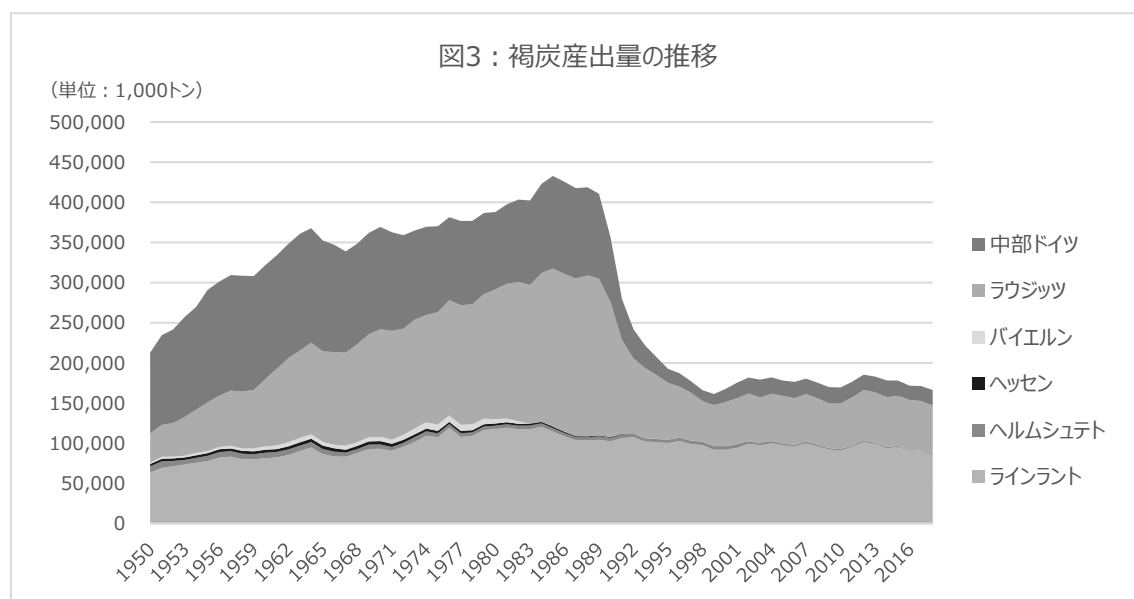
は 359 億トンとされる。したがって、現在のペースであればなお長期にわたって利用が可能である。これに対して、採掘認可済みで採掘中の埋蔵量は約 37 億トンである。記録のある 1840 年から 2015 年までの総採掘量は 260 億トンであった。

褐炭の採掘は 17 世紀末から 18 世紀の初めにドイツ各地で採掘されるようになった。当時は暖房用の木材が不足する時代で、褐炭はそれに代わる安価な燃料として珍重された。19 世紀末には、工業化の進展とともに蒸気機関や発電用にも利用されるようになるとともに、鉄道による大量輸送可能になり、エネルギー源として各地で重要な役割を果たすようになった。また、蒸気駆動の揚水ポンプの発明で採掘が容易になり、中部ドイツで発明されたプレスによりブリケットの製造に革命的变化が生じ、各地に製造工場が設立された。

第 2 次大戦中は液化した褐炭からガソリンを製造し、軍用車両や航空機の燃料にも使用された。

戦後、ソ連の占領下に置かれた旧東独では、エネルギー自給のために採掘が拡大され、とくに 1970 年代には石油危機の中でソ連からの石油供給が途絶えたため、各地で新たな炭鉱の開発が進んだ。

旧東ドイツ地域における採掘は 1985 年の 3 億 1,200 万トンのピークに達したが、東西ドイツ統合後は急速に減少し、1995 年以降は 8,000 万トン台をほぼ維持している。統合後に急激に減少したのは、それまで褐炭ブリケット等を中心とする暖房が軽油、ガスへ切り替えられ、電力供給構造も大きく変化するなどエネルギー需給構造の転換が進んだためである。西ドイツでも戦後は主に暖房用のブリケットを製造していたが、その後は発電用の利用が拡大した。ここ数年は東西ドイツとも再生可能エネルギーの拡大や天然ガス消費の増加に伴って、利用がわずかながら減少する傾向にある。



出所：Statistik der Kohlewirtschaft e.V. „Braunkohleförderung“

従業者数も東西ドイツの統合後に大幅に減少したが、とくに旧東独地域では採掘量が統合前の約 4 分の 1 に減少したのに対して、従業者数は約 13 分の 1 に減少した。採掘の自動化や経営の合理化が大きく進展したためである。

現在の従業者数はそれほど多いとはいえないが、採掘と発電が一体化しており、ほかに産業のない特定の地域に集中していることから、脱褐炭は当該地域の経済への影響が大きいといえる。

表 1：褐炭産業の従業員数

単位：人

	1989 年	1995 年	2005 年	2015 年	2018 年
ラインラント	15,565	13,072	11,105	9,410	9,986
ラウジッツ	79,016	19,248	8,881	8,316	8,378
中部ドイツ	59,815	6,675	2,642	2,565	2,380
ヘルムシュテット	1,693	1,176	665	453	111
その他	642	110	-	-	-
ドイツ全体	156,731	40,281	23,299	20,744	20,855

注) 2005 年以降は発電所従業員を含む。

出所：Statistik der Kohlewirtschaft e.V. "Beschäftigte im Braunkohlenbergbau"

2017 年の褐炭採掘量は 1 億 6,600 万トンで、約 90%がそのまま発電用に利用されている。それ以外の約 660 万トンは加工製品として販売されている。粉末褐炭・攪拌流動層燃料 (Wirbelschichtkohle)、コークスは主に製糖、セメント、冶金、化学などの産業で燃料や工業プロセス用に使われており、ブリケットは住宅や山小屋の暖房用の燃料として使用されることもある。

表 2：炭田別褐炭産出量と用途 (2018 年)

単位：1,000 トン

炭 田	採掘量	用 途				
		一般発電	ブリケット	粉末	流動層燃焼炭	コークス
ラインラント	86,330	74,246	970	3,152	363	157
ラウジッツ	60,696	56,907	598	1,087	115	0
中部ドイツ	19,231	17,045	14	154	0	0
ドイツ全体	166,258	148,198	1,582	4,394	479	157

出所：Statistik der Kohlewirtschaft e.V. "Produktionszahlen des Bergbaus in Deutschland, Berichtsjahr 2018"

第4節 褐炭資源と産炭地

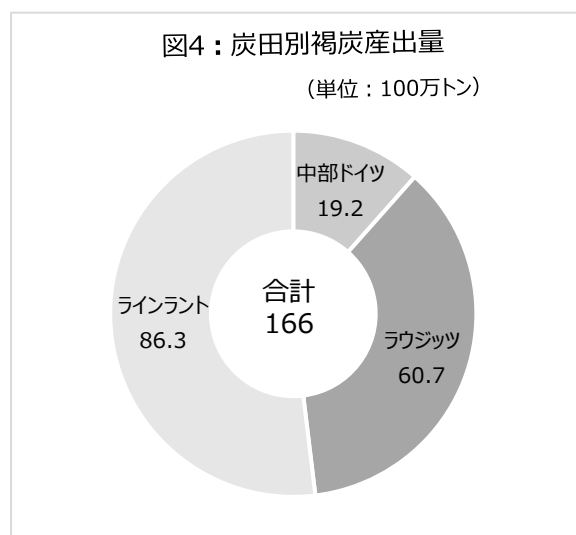
褐炭はドイツ各地で産出し、2000年代の初めまではヘッセン州およびバイエルン州などでも採掘されていた。また、2016年夏にはヘルムシュテット炭田（Helmstedt＝地図⑪）が閉鎖され、現在も採掘が行われているのは西部のラインラント、中部ドイツ、東部のラウジッツの3炭田のみである。



ラインラント炭田はケルン市の南西郊外から北西方向および西方にかけて40km四方ほどの地域に広がっている。これまでに相当部分が採掘済みで、現在はガルツヴァイラー（Garzweiler＝地図①）、インデン（Inden＝②）およびハムバッハ（Hambach＝③）の3鉱が稼働している。ラウジッツ炭田は東部ドイツのポーランドとの国境地域にあり、ブランデンブルク州とザクセン州にまたがっている。現在採掘がおこなわれているのはイェンシュワルデ（Jänschwalde＝④、ブランデンブルク州）、ヴェルツォウ・ジュート（Welzow-Süd＝⑤、ブランデンブルク州）ノホテン（Nochten＝⑥、ザクセン州）およびライヒワルデ（Reichwalde＝⑦、ザクセン州）の4カ所である。

中部ドイツ炭田はライプツィヒ市を中心に南、西および北方向へ40kmほどの地域に散在している。現在はザクセン・アンハルト州ハレ市西方のアムスドルフ（Amsdorf＝⑩）、ライプツィヒ市の南のプローフェン（Profen＝⑨、ザクセン・アンハルト州）およびシュレーハイン（Tagebau Vereinigte Schleehain＝⑧、ザクセン州）の3鉱が採掘を行っている。

いずれも炭田が立地するのは北部の平坦な地域である。ラウジッツ炭田はポーランドとの国境地域で、周辺に農地や林が連なり、小都市や村が点在するが、ラインラントおよび中部ドイツ炭田は大都市にも近く、周辺には小集落のほか中小都市も少なからず存在し、いわば一般の生活圏



資料：DEBRIV „Zahlen & Fakten, Grafiken und Folien“

の中にある。採掘に際しては広大な土地が深くまで掘り返され、自然環境、生活環境にも大きな影響を及ぼし、採掘後の土地や環境の修復に多大のコストがかかる。

第5節 褐炭鉱業

1. 露天掘り

採掘される褐炭はほとんどが発電に用いられるが、1カ所の発電所（通常は複数基の発電設備で構成される）で消費する褐炭は、たとえば、ラウジッツのボックスベルク発電所（4基、合計出力2,427MW）の場合、1日最大5万トンなど、膨大な量である。したがって、採掘は大量の採掘が可能な露天掘りで行われている。いずれの炭田も表土が土、砂、砂利、粘土などからなり、地質的にも露天掘りに適している。しかし、褐炭層は深いところでは地下450メートルあまりのところにあり、極めて大規模な事業になる。

地下から褐炭を掘り出す採掘現場は、底の幅が数百メートル、長さが数キロメートルで、四方が斜面で構成される長方形の巨大な穴である。底の中央部に褐炭層が長い帯状に露出している。褐炭はここから帯の幅をいずれかの側（進行方向）に広げる形で掘り進められる。

穴の深さは炭田によって異なり、ラインラントでは100mから456mに及ぶが、中部ドイツおよびラウジッツは80～120mである。これに対して、進行方向の斜面の角度は土質によって異なるが、ラインラント炭田のハムバッハ鉱の場合、1:3、ガルツヴァイラー鉱の場合は1:1.7～1:10程度に設定されている。褐炭層が深くにあるほど穴は大きくなる。

穴の底に帯状に露出する褐炭を進行方向に広げていくためには、この角度を維持しながら進行方向の斜面の土砂を剥がしていく。この作業は数台の巨大な回転シャベル掘削機を斜面に沿って水平に移動させながら進められる。最も大型の掘削機の場合、処理能力は1日24万トンに達する。掘り出した土砂はベルトコンベヤーまたは長さ数百メートルのコンベヤー・ブリッジと呼ばれる移動式の橋を使用して数百メートル後方の採掘跡を埋めていく。したがって、採掘現場は深さ数百メートル、幅数キロメートルで前方の土地を飲み込み、後方に荒地を残しながら、移動を続けていく。

進行方向の斜面を掘り進めていく際に除去される土砂の量（剥土量）はラインラント炭田の場合、年間約4億2,700立方メートルで、ドイツの褐炭鉱全体では約8億8,000万立方メートルである。

褐炭層の厚さはラウジッツで8mから12mであるが、ラインラントでは約50mある。

褐炭層の深さと褐炭層の厚さは採掘の効率に影響するが、剥土量と採炭量の比率は、1885年当時はほぼ1:1であったが、1980年代には4:1、2016年には5:1と上昇しており、採掘条件は悪化している。現在はラインラントがほぼ5:1、ラウジッツが6:1、中部ドイツが4:1となっている。

表土が取り除かれ、露出した褐炭は採掘されるとそのままベルトコンベヤーで隣接する発電所へ運ばれ、乾燥させて、粉塵化し、炉内に吹き込んで燃焼させる。途中に設けた集積場を経由して専用鉄道で炭田内の他の発電所や加工工場へ搬送される場合もある。褐炭発電では採掘と発電が一体化しているわけで、採掘場は発電所に備えられた無限の貯蔵庫と

もいうことができる。したがって、輸送のリスクは極めて限られるほか、褐炭は世界のエネルギー情勢や価格動向にも影響を受けることがなく、安定した国産のエネルギー源として、原子力とともにベース電力の供給を担う重要な役割を果たしてきた。一方で、褐炭発電の停止はそのまま採掘の停止につながることもなる。

2. 露天掘りと自然環境

(1) 地下水位の引き下げ

数キロメートル幅で掘り進められる露天掘りの現場の広さは数十平方キロメートルに及ぶ。ドイツ最大のハムバッハ露天掘り鉱の場合には面積 43.8 平方キロメートルで、ほぼ練馬区の面積 (48.16 平方キロメートル) に匹敵し、採掘現場の外縁から見ると巨大な掘削機も小さな物体にしか見えない。

露天掘りは面積が広大であるほか、深さも最も深いものは 450 メートルを超えるので、地下水対策も大規模になる。採掘現場に地下水が流れ出ないように、掘削していく前方に数多くの井戸を掘って排水を続け、地下水位の引き下げが行われるが、ラインラント炭田の場合、3 カ所の露天掘りに対して 1,500 本の井戸が設置されている。各井戸に設置される排水用フィルターポンプの重量はケーブル等を含めると 60 トンという大きなものである。

ラインラント 3 炭鉱で排水される地下水の量は年間 5 億 6,200 万立方メートル (2017 年) で、この量は日本第 2 位の奥只見ダムの貯水量に迫り、千葉県の 1 年あたりの水道給水量約 3 億 2,000 万立方メートルを大きく上回る。このように大量の水をくみ上げることによって、露天掘りの区域だけでなく、周辺地域にも地下水流や水質の面でさまざまな影響が及ぶとみられている。

ラインラントでは汲み上げた水のうち、1 億 7,300 万立方メートルは発電所における蒸気発生や冷却、掘削作業の際の砂ぼこりの防止などに利用し、1 億 1,500 万立方メートルは周辺地域の上水道および環境保護に利用しているが、約半分にあたる 2 億 7,400 万立方メートルは湖沼や河川に放流し、ライン川に合流する。

(2) その他の影響

褐炭を掘り進んでいく先には農地や森だけでなく、村や町もあり、これまでに数千といわれる数多くの住人が立ち退きを余儀なくされてきた。転居のためには補償金の支払いや、代替地の用意などに多額の費用が必要になる。ラウジッツの場合、4 カ所の露天掘りで 1993 年から 2006 年までに約 1,350 人の立ち退き・転居が必要になり、今後も約 1,000 人の移住が必要になる可能性がある。

近年は気候保護の意識が高まり、とくにラインラントでは森や草原などの自然破壊に対して激しい反対運動が繰り返されている。

RWE は露天掘りが自然界に対する深刻な侵害であることを認めており、種の保存の面で

貴重な生物が生活圏を奪われることもある。そのため、採掘跡を埋め戻して造成した土地に森や小川などを配置して新たな自然環境を復元するために多額の費用を充てている。

周辺への影響としてはそのほか、外縁の土砂崩れ、採掘現場から立ち上がる土埃、掘削機やコンベヤーによる騒音などにも様々なものがある。採掘によって考古学的に貴重な遺跡が失われた例もある。

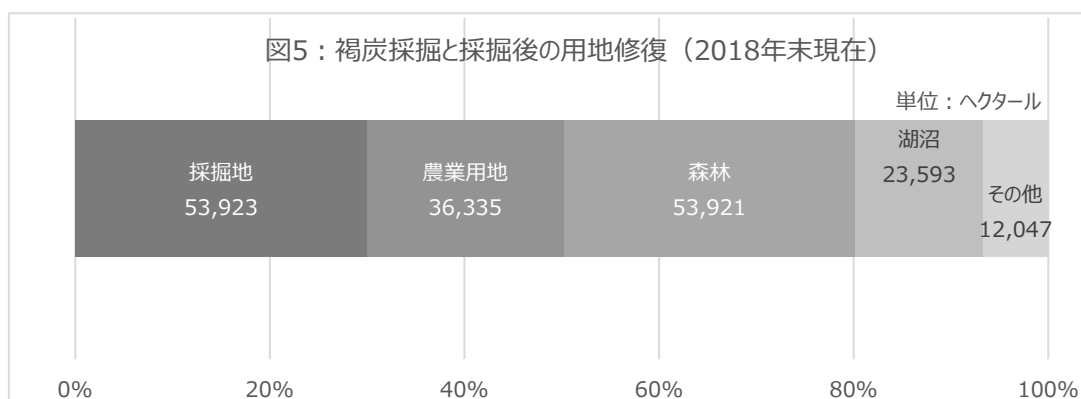
3. 採掘跡地の修復と利用

採掘が進んでいくと同時に跡地は斜面を掘りくずした土砂で埋められていき、新たな土地も生まれる。剥土した土砂を採掘跡に埋める際は造成された土地の利用を考慮して適切な地層が形成されるよう前もって計画される。しかし、最後には少なくとも褐炭を掘り出した分だけは土砂が不足するので、その対策は大きな課題である。

採掘跡を利用可能な状態に修復するのは鉱山法により運営会社の義務である。旧東ドイツ時代の採掘跡については事業主体が存在しなくなっているため、国有の管理会社 LMBV が修復にあたっている。(後述)

回復した土地をどのように利用していくかは、採掘以前の状態や地域の必要に応じて決められる。修復した土地の地質を改良して農地を用意する例や、森を造成して、湿地や小川を配置し、できるだけ元の自然環境を回復す例など、さまざまである。修復された森の中には周辺の森以上に多様な動植物が生息するようになった例もある。

ドイツ全体でこれまでに採掘が行われてきた土地と修復された土地の面積は第 5 図のとおりである。これまで採掘がおこなわれてきた約 17 万 9,000 ヘクタールの面積のうち、30%にあたる約 5 万 4,000 ヘクタールが現在採掘中ないしは未修復で、約 57%が農業用地、森林、産業用地などに生まれ変わっている。



注) 採掘地は修復未了地、危険区域を含む。

注) その他は、住宅地、商業用地、道路など。

資料：Statistik der Kohlewirtschaft e.V.、"Bestandsentwicklung von Landinanspruchnahme im Kohlenbergbau

しかし、採掘跡はすべて埋まるわけではなく、褐炭を掘り出した分だけは土砂が不足する。そのため、埋め戻せない分は、水で満たして湖がつくられることになる。たとえばインデン露天掘りは 2030 年に採掘を終了するが、剥土の多くはすでに他の採掘跡に利用され、埋め戻す土砂が大幅に不足するため、採掘跡の大部分は水で満たして湖が造成される。湖の面積は 11 平方キロメートルで、水量は 8 億立方メートルであるが、雨水で満たされる予定で、完全に利用できるようになるまでに 30 年を要するとみられている。

旧東ドイツのラウジッツでは面積 19 平方キロメートルのドイツ最大の人造湖コトブサー・オストゼー（コトブスのバルト海）が LEAG によって造成中である。

このように、いずれの炭田でも開発事業者が修復を行ってきたが、最後に残る炭鉱の採掘跡の処理が最も大きな課題であり、巨額の費用と数十年の歳月を要するとみられる。RWE の場合、不測の事故の際の補償などに備えた留保金は約 20 億ユーロとみられている。

これに対して、ラウジッツの LEAG はヴァッテンファルから 15 億ユーロの修復留保金を引き継いだとされるが、その行方には不確実な点が多いようである。

国によって採掘が停止される場合は、採掘事業者が新たな収益源を見出さない限り、修復が国民の負担となる可能性もある。

ラウジッツには旧東独時代の採掘跡地が LMBV によって造成された数多くの湖や池が点在しており、周囲に植林された森や公園とともにドイツ最大の湖沼地方として保養地が生まれてきている。中部ドイツでも同社による修復事業が終了を迎えようとしている。

LMBV（ラウジッツ・中部ドイツ鉱山管理会社）は東西ドイツ統合後の 1994 年に信託公社から引き継いで設立された国有企業で、連邦と産炭 4 州の資金により事業主体の存在しなくなった旧東独時代の褐炭採掘跡地の修復を行っている。1991 年から 2022 年までの事業規模は 118 億 8,800 万ユーロとなっている。

4. 採掘のための許認可

以上のように、褐炭の採掘は広大な土地にまたがる巨大な事業で、集落や村の移転が必要になることが多く、森の破壊や地下水への影響も大きいことから、採掘にあたっては複雑な認可手続きが必要である。認可はそれぞれ炭鉱が所在する州が管轄するが、エネルギーの長期的な安定供給と自然環境や生活環境の保護という 2 つの課題の狭間で事業主、周辺住民、自治体、専門家、環境団体を巻き込んで、議論を繰り返しながら慎重な検討が行われる。具体的な手続きは州によって若干の相違もあるが、基本的には州ないしは市町村の地域開発計画への組み入れと、法律に基づく具体的な事業計画の認可が必要で、当初の計画から実際に事業を開始するまでに 15 年程度の期間が必要とされる。したがって、商業的可採埋蔵量がそのまま利用できるわけではなく、現在認可されているのは可採埋蔵量の 10 分の 1 程度とみられる。

第6節 採炭地域の現況

1. ラインラント炭田

(1) 採掘

褐炭の可採埋蔵量は約 309 億トンで、22 億トンが認可済みである。ただし、一部が係争中である。これに対して 2018 年の採掘量は 8,633 万トンで、前年比 5.1%減であった。

ラインラント炭田にはかつて 100 を越える鉱山会社があったが、現在は採掘、発電ともに RWE パワー社 (RWE Power AG) に集中している。RWE パワー社が露天掘りを行っている面積は約 9,000 ヘクタールである。採掘した褐炭の 87%は現地で発電に利用される。それ以外はブリケット、粉末、コークスに加工され近郊の発電所や製糖工場などに販売されている。

RWE が発電する電力は RWE サプライ・アンド・トレーディング社 (RWE Supply & Trading) を通じて卸売市場で販売されている。

2017 年時点の従業員数は 9,700 人で、うち、将来の従業員として採掘、事務、販売等の部門で育成している見習いは 400 人であった。

採掘する褐炭のほぼ 90%が発電に利用されるが、発電以外にはフレヘン (Frechen)、クナプザカー・ヒューゲル (Knapsacker Hügel) およびフォルトゥナ・ノルト (Fortuna-Nord) の加工工場で 2016 年は 1,160 万トンが粉末、ブリケット、コークスなど加工製品の生産に充てられた。

2016 年の褐炭採掘量は前年比 5%減の 9,050 万トンであった。ガルツヴァイラー (Garzweiler)、ハムバッハ (Hambach)、インデン (Inden) の 3 鉱があり、それぞれコンベヤーシステムと専用鉄道で結ばれている。2016 年の採掘量は、ガルツヴァイラー 3,250 万トン、ハムバッハ 3,850 万トン、インデン 1,950 万トンであった。

このうち、ガルツヴァイラー炭鉱については採掘を従来の採掘現場から西方へ拡大し、ガルツヴァイラーII として開発する計画が 1987 年に申請されていた。採掘予定地を通っていたアウトバーンを約 10 キロメートルにわたって採掘済みの土地に移設する計画も含まれていた。このプロジェクトは 1998 年に承認され、2006 年に採掘が始まった。しかし、計画には複数の村の移転が含まれ、住民や環境団体が反対運動を強めたことなどから、その後成立したノルトライン・ヴェストファーレン州新政権 (社会民主党と緑の党の連立) が再検討を開始し、大きな政治問題に発展し、長期にわたって論争が続いた。最終的な結論がまとまったのは 2016 年 7 月で、ガルツヴァイラーII の採掘計画は当初の 12 億トンから 8 億トンに削減され、いくつかの村が移転を免れることになった。また、この結果、同炭鉱での採掘は当初の 2045 年頃までから 2030 年頃までに短縮する見通しとなった。

一方、南へ移動、拡大を続けてきた作業面積約 48 平方キロでドイツ最大のハムバッハ露

天掘りはケルソーアーヘンを結ぶアウトバーン A4 に達したため、これをハムバッハの森を超えた南側へ移設し、2016 年に 17.5 キロメートルにわたって片側 3 車線の新アウトバーンが完成した。費用は当初 1 億 5,300 万ユーロで、州と RWE がほぼ折半の予定であったが、最終的には 2 億ユーロ程度になったとみられている。移設の完了に伴い、REW は森の伐採を計画し、計画は管理当局によって認可された。しかし、高等行政裁判所が住民や環境団体の訴えに基づいて審理した結果、2018 年 10 月 5 日、森の開墾・伐採が国のエネルギー供給の確保に不可欠な理由を州や事業主が十分に証明できていないとして、暫定的差し止めを決定した。この結果、法廷論争は少なくともさらに数か月、場合によっては数年間も続く情勢となっている。

(2) 発電

RWE パワーは大型の発電所を 4 カ所、22 基のほか、小型のものを数カ所に保有している。2017 年央時点の設備能力は 17.4GW である。電力供給量は 68.9TWh でノルトライン・ヴェストファーレン州の電力供給の 40%、ドイツ全体の電力供給量の約 12%を担っている。

主要発電所はフリマースドルフ (Frimmersdorf) ,ノイラート (Neurath) , ニーダーアウセム (Niederaußem) およびヴァイスヴァイラー (Weisweiler) の 4 カ所にあり、出力は合計 10,124MW、2016 年の発電量は 67.7TWh であった。発電のために使用された褐炭は 7,890 万トンで、採掘量の 87%にあたる。

ノイラート発電所のブロック F および G は BoA と呼ばれる最新の設備で、共に時間あたりの褐炭消費量が 800~1,200 トン、出力 1,100MW で 340 万戸分の電力を供給できる。26 億ユーロを投じたもので、旧設備と比較すると CO₂の排出量が 600 万トン少なく、熱効率が 43%と最も高いため、脱褐炭に伴う停止は最も遅くなるとみられる。

(3) CO₂対策

RWE は 2019 年 4 月、褐炭発電設備の新設を行わないことを発表している。

2017 年 10 月 1 日にフリマースドルフの全 2 ブロックを安全待機に移し、以降、ノイラートとニーダーアウセムの 300MW クラスの 3 ブロックを古いものから順に安全待機させ、それぞれ 4 年後に完全停止させる。これによって 2020 年までにライン炭田の CO₂ 排出量を 15%削減できる見通しとなっている。

RWE はこれに加えてニーダーアウセムに新型の BoAplus を設置し、古い設備を置き換え、CO₂ の削減を図る計画であったが、近隣住民の訴えによりミュンスター高等行政裁判所が建設を認めず、RWE は 2019 年 4 月、計画の中止を発表した。その際、RWE は再生可能エネルギーの時代にあって、褐炭発電はもはや将来を担う技術ではないが、新しい設備はバックアップ電力として産業活動を支えてしていく役割が残るとの見解を発表しており、BoA3 基は最も長く残されるものとみられる。

その他には、2030 年代にはインデン炭鉱の採掘終了とともにヴァイスヴァイラー発電所を停止し、CO₂ 排出量を約 20%削減できる見通しである。

2030 年以降は 2050 年ころまでに残りのガルツヴァイラー、ハムバッハ両炭鉱での採掘が終了し、それに伴って発電や加工も終了する見通しであったが、脱褐炭の進展に合わせて調整されていくものとみられる。

表 3：ラインラント炭田（RWE）の褐炭発電所とブロック

発電所 ブロック	稼働開始	出力 MW	発電量 TWh	CO ₂ 100 万トン	安全待機
フリマーズドルフ		562	3.6	4.8	
ブロック P	1966	284	1.8	2.4	2017.10.1
ブロック Q	1970	278	1.8	2.4	2017.10.1
ノイラート		3,826	27.1	29.3	
ブロック A	1972	277	2.2	2.7	2019.10.1
ブロック B	1972	288	1.9	2.4	
ブロック C	1973	292	2.2	2.4	
ブロック D	1975	607	4.5	5.3	
ブロック E	1976	604	4.5	5.3	
ブロック F (BoA)	2012	1,050	6.4	7.6	
ブロック G (BoA)	2012	1,050	7.6	6.2	
ニーダーアウセム		2,836	19.7	22.3	
ブロック C	1965	294	2.2	2.8	2018.10.1
ブロック D	1968	297	2.4	2.9	
ブロック E	1970	295	2.2	2.7	
ブロック F	1971	299	1.9	2.4	
ブロック H	1974	648	4.1	4.9	
ブロック G	1974	653	4.8	5.7	
ブロック K (BoA)	2002	944	6.2	6.9	
ヴァイスワイラー		1,800		18.1	
ブロック E	1965	312	2.7	3.5	
ブロック F	1967	304	2.7	3.5	
ブロック G	1974	592	4.0	4.9	
ブロック H	1975	592	5.0	6.3	
ラインラント計		8,512	61.2	69.7	

出所：Agora Energiewende “Die Deutsche Braunkohlewirtschaft”

2. ラウジッツ炭田

(1) 旧東独時代から現在まで

ラウジッツ炭田の資源量は 116 億トンで、うち 30 億トンが商業的に採掘可能、8 億トンが認可済みで採掘中である。ただし、一部が留保中である。2018 年の採炭量は前年比 0.8% 減の 6,069 万 6,000 トンであった。

褐炭層は深さ 60～120m で、比較的浅いが、褐炭層の厚さは 8～16m で、薄い。

旧東独地域のラウジッツおよび中部ドイツでも古くから多数の鉱山会社が採掘を行っていたが、第 2 次大戦後しばらくはソ連に接収された。その後は国営企業として集約が進められた。東西ドイツ統合前の 1980 年代にはゼンフトンベルク (Senftenberg、ラウジッツ)、シュヴァルツェ・プンペ (Schwarze Pumpe、ラウジッツ) およびビターフェルト (Bitterfeld、中部ドイツ) の 3 カ所に国営コンビナートとして統合されていた。

旧東ドイツでは外貨不足の中で、海外からの石油の調達には困難であったことから褐炭は国内で産出される重要なエネルギー資源として盛んに採掘がおこなわれ、暖房や発電のほとんどを支えた。そのため、採掘量は東西ドイツ統合時の 1990 年のピーク時には 2 億 4,900 万トンに達した。しかし、ドイツ統合後はエネルギー供給構造が石油、天然ガス、原子力を中心とするものに大きく変化し、2000 年の産炭量はピーク時 3 分の 1 以下の 7,100 万トンにまで急減した。その後は 7,000～8,000 万トンで推移している。

東西ドイツの統合後は 1990 年にこれら旧東独の褐炭コンビナートを集約して統合発電会社 (Vereinigte Kraftwerke AG) を設立。その後の再編で統合エネルギー産業会社 (Vereinigte Energiewerke AG=VEAG) が誕生し、旧東独地域の褐炭発電と送電事業を担うことになった。

VEAG は 1994 年に旧西ドイツの電力 7 社のコンソーシアムに買収されたが、これを 2000 年にハンブルク電力 (HEW) が取得した。HEW はそれ以前にスウェーデンの国営企業ヴァッテンファル (Vattenfall) の傘下に入っており、ヴァッテンファルは 2002 年からラウジッツ地域の採炭・発電事業会社としてヴァッテンファル・ヨーロッパ社 (Vattenfall Europe AG) を設立、同社に下にヴァッテンファル・ヨーロッパ・マイニング社 (Vattenfall Europe Mining AG) とヴァッテンファル・ヨーロッパ・ジェネレーション社 (Vattenfall Europe Generation AG) を置いて、採炭と発電を一体的に展開した。

しかし、ヴァッテンファルは 2014 年、スウェーデン政府の決定に基づき、ドイツの褐炭事業の売却を表明。これに対して環境団体グリーン・ピースが買収に関心を示したともされるが、結局 2016 年にチェコの電力会社 EPH グループと同じくチェコの投資会社 PPF インベストメンツ社 (PPF Investments) への売却が決定した。両社はヴァッテンファルの体制を引き継ぐ形で、鉱山会社としてラウジッツ・エネルギー鉱山会社 (Lausitz Energie Bergbau AG) および発電会社としてラウジッツ・エネルギー発電会社 (Lausitz Energie Kraftwerke AG) を置き、LEAG を両社の共通の社名として事業を展開している。EPH グループと PPF インベストメンツは中部ドイツの採掘・電力会社 MIBRAG 社も所有している。

(2) 採掘と発電

ラウジッツ・エネルギー鉱山会社はイェンシュヴァルデ (Jänschwalde)、ヴェルツォウ・ジュート (Welzow-Süd)、ノホテン (Nochten) およびライヒヴァルデ (Reichwalde) の 4 つの炭鉱で採掘を行い、2015 年に採掘を終了したコトブス・ノルト (Cottbus-Nord) の広大な跡地を「コトブスのバルト海 (Cottbuser Ostsee)」として湖に生まれ変わらせるプロジェクトを実施している。そのほか、シュヴァルツェ・ポンペ (Schwarze Pumpe) 工業団地でブリケット、粉末褐炭、コークスなど褐炭製品の製造を行っている。

表 4：ラウジッツ炭田 (LEAG) の褐炭発電所とブロック

発電所 ブロック	稼働開始	出力 MW	発電量 TWh	CO ₂ 110 万トン	安全待機
ボックスベルク		2,427	18.1	19.4	
ブロック N	1979	465	3.7	4.3	
ブロック P	1980	465	3.7	4.3	
ブロック Q	2000	857	6.5	6.2	
ブロック R	2013	640	4.1	4.6	
イェンシュヴァルデ		1,860	12.8	15.0	
ブロック A	1981	465	3.6	4.2	
ブロック B	1982	465	3.0	3.6	
ブロック C	1984	465	2.7	3.1	
ブロック D	1985	465	3.4	4.0	
ブロック E	1987	465	3.7	4.3	2019.10.1
ブロック F	1989	465	3.5	4.1	2018.10.1
シュヴァルツェポンペ		1,500	11.0	12.2	
ブロック A	1997	750	5.4	6.0	
ブロック B	1998	750	5.7	6.3	
ラウジッツ計		5,787	41.9	46.6	

出所：Agora Energiewende "Die Deutsche Braunkohlewirtschaft"

ラウジッツ・エネルギー発電会社は、自社のイェンシュヴァルデ、シュヴァルツェ・ポンペおよびボックスベルク (Boxberg) の各発電所を運営する。同社はそのほか、中部ドイツ・ライプツィヒ近郊のリッペンドルフ (Lippendorf) 発電所の運営を行っている。

従業員数は推定 8,200 人で、関連産業を含めると 2 万 5,000 人。

LEAG はヴァッテンファルからの事業引継ぎに伴い、2017 年 3 月 30 日の監査役会で、ラウジッツ炭田の 25 年～30 年先までの新たな方針を決定して、発表している。

主な内容は、

- ① 計画されていたイエンスシュヴァルデ・ノルト炭鉱の開発は行わず、新たな発電所の建設も行わない。
- ② イエンスシュヴァルデ鉱での採掘は予定どおり 2023 年に終了。イエンスシュヴァルデ発電所に対してはその後、8～10 年間は他の炭鉱から褐炭を供給し、地域構造変化への過渡期間を確保する。
- ③ イエンスシュヴァルデ発電所ブロック E および F（各 500MW）は 2018 年 10 月 1 日に停止、安全待機電力化し、4 年後に完全に停止する。
- ④ ヴェルツォウ・ジュートをヴェルツォウ・ジュート II へ拡張する計画については、決定を 2020 年まで延期し、脱原発および再生可能エネルギーの拡大、電力価格、褐炭発電に関する連邦政府の政策などの動向を見守る。
- ⑤ ノホテン炭鉱については、ボクスベルク発電所への供給を確保するため、隣接するミュールローゼ特別区域（Mühlrose）（埋蔵量約 1 億 5,000 万トン）を開発する。そのために、同区域内の約 200 人の集落の移動が必要。＊
- ⑥ ライヒヴァルデ炭鉱は認可期間の終了まで継続する。
- ⑦ バーゲンツ・オスト鉱（Bagenz-Ost）およびシュプレームベルク・オスト鉱（Supremberg-Ost）の開発は計画しない。
- ⑧ 上記指針は LEAG 雇用数に直接影響を及ぼさない。また、2020 年までは経営状態を理由とする解雇は行わないとする昨年（2016 年）の合意および賃金協定は維持する。

＊ ミュールローゼ地区の住民 200 の移転については 2019 年 3 月に LEAG と地域自治体の間で協定が成立。5 年以内に移転を完了する予定。

ラウジッツではこの方針によって、少なくとも今後 20 年間は見通しが定まったといえる。

3. 中部ドイツ

資源量は 100 億トン、商業的可採埋蔵量 20 億トン、認可済み 3 億トンである。2018 年の採掘量は前年比 2%増の 1,923 万 1,000 トンであった。

中部ドイツ炭田にはライプツィヒの南方にシュレーハイン（Vereinigte Schleechain）およびその西方にプロフェン（Profen）の 2 つの褐炭鉱があり、それぞれザクセン州およびザクセン・アンハルト州に所在する。両炭鉱は 1994 年に民営化された際、MIBRAG（中部ドイツ褐炭会社）が取得し、開発を行っている。MIBRAG はチェコの EPH および PPF が保有しており、後にラウジッツの褐炭事業をヴァッテンファルから取得している。中部ドイツの褐炭は熱量が高いことが特徴であるが、硫黄分も多い。

シュレーハイン褐炭鉱はリップENDORF 発電所に褐炭を供給している。リップENDORF 発電所のブロック R は MIBRAG の姉妹会社であるラウジッツ・エネルギー・発電会社（LEAG）が保有しており、ブロック S はドイツ西南部をカバーする大手電力会社 EnWB（バーデン・ビュルテンベルク電力）が保有している。

表 5：中部ドイツ炭田およびヘルムシュテット炭田の褐炭発電所とブロック

発電所 ブロック	稼働開始	出力 MW	発電量 TWh	CO ₂ 100 万トン	事業主
リップENDORF		1,750	10.9	10.3	
ブロック R	2000	875	5.1	4.8	LEAG
ブロック S	1999	875	539.0	5.5	EnBW
ショコパウ		900	4.8	5.4	Uniper/ Saale Energie
ブロック A	1996	450	2.6	2.8	
ブロック B	1996	450	2.3	2.5	
中部ドイツ計		2,650	15.8	15.6	
(ヘルムシュテット)					
ブッシュハウゼン 注)	1970	392	n.a.	2.2	MIBRAG

注) 2016.10.01 安全待機電力化

出所：Agora Energiewende "Die Deutsche Braunkohlewirtschaft"

シュレーハイン褐炭鉱からはそのほかにいくつかの小規模発電所にも褐炭の供給が行われている。

これに対して、プローフェン褐炭鉱は主にシュコパウパウ発電所に褐炭を供給している。同発電所の距離は約 40km あり、褐炭は公共鉄道で輸送されており、その分、コスト高になっているとみられる。

MIBRAG はこのほか、プローフェン炭

鉱に近いドイベン (Deuben) にブリケット・粉塵工場を保有し、ドイベンとヴェーリッツ ((Währlitz) に小規模な産業用発電所を稼働させている。

租褐炭の供給先は上記のリップENDORF、ショコパウ両発電所のほか、製糖会社ジュート・ツッカー社 (Südzucker AG)、デッサウ市営発電所およびケムニッツ市市営発電所である。粉塵はセメント工場で利用されている。また、自社のドイベン、ヴェーリッツ両発電所からは周辺地域の家庭、産業、手工業向けに暖房用の熱、湯および蒸気の供給も行っている。

なお、MIBRAG は 2016 年に東西ドイツの境界近くにあるヘルムシュテット炭田を取得したが、同炭田にある出力 352MW のブッシュハウス (Buschhaus) 発電所は 2016 年 10 月 1 日に安全待機に入り、これに伴って褐炭の供給元であったシェーニンゲン炭鉱も閉鎖され、ヘルムシュテット炭田は活動を停止した。

また、中部炭田の北部、ハレ市の西方にはローモンタ (Romonta) 社が保有するアムスドルフ (Amsdorf) 褐炭鉱があり、瀝青の含有率が高い褐炭が産出する。このため、この地域では 1922 年からモンタンワックスの抽出を主目的とする採掘がおこなわれており、抽出や加工技術の開発が行われている。2013 年時点で 50 万トンの褐炭を採掘していた。同炭鉱では 2025 年～2030 年まで採掘可能とされている。ローモンタ社はアムスドルフで採掘される褐炭の一部を発電に利用している。

あとがき

地表に残された巨大な爪跡は、暖かく明るい部屋、冷蔵庫や洗濯機を備えた快適な生活を支えてきた化石燃料の膨大さを見せつけているかのようである。

これまでは破壊の跡を修復して、自然を取り戻したり、農地を再生したりするする努力が払われてきた。しかし、燃料として費消した地下資源の分は埋め戻すことができない。

ドイツ最大のハムバッハ鉱もいずれ採掘が停止され、最後に残る巨大な穴は水で満たされることになると思われる。それを水中の蓄電池として利用する構想が目下進められている。地表から 450 メートルあまりの底にコンクリートなどで作ったできるだけ大きな容器を沈め、必要な際は高圧の水を流入させて発電し、余剰電力が生じた際は容器の中の水をポンプで排出するというものだ。フラウンホーファー・風力・エネルギーシステム研究所が重ねてきたボーデン湖における実験を含むこれまでの研究によれば現在のハムバッハの褐炭による電力の同程度の電力の貯蔵も可能とのことである。ほかにも新たな構想が生まれるかも知れない。

持続可能な発展に向けたドイツの気候保護策・エネルギー転換の進展に破壊の跡がどのように役立てられていくか注目していきたい。

【参考文献】

AG Energiebilanzen e.V. „Auswertungstabellen zur Energiebilanz“

Agora Energiewende „Die deutsche Braunkohlenwirtschaft“

DEBRIV（ドイツ褐炭連盟）, Braunkohle in Deutschland“, „Daten und Fakten 2018“

Statistik der Kohlewirtschaft e.V.（石炭鉱業統計協会）ホームページ：

<https://kohlenstatistik.de/1-0-Home.html>

RWE パワー社ホームページ：<https://www.group.rwe/der-konzern/organisationsstruktur/rwe-power>

LEAG 社ホームページ：<https://www.leag.de/>

Frankfurter Allgemeine Zeitung 2016 年 11 月 18 日付け „Forscher geben dem Bodensee die Kugel“, 2019 年 8 月 18 日付け „Die Wasserbatterie im Hambacher Loch“

第7章 「資源小国」トルコのエネルギー政策 ーエネルギー覇権の狭間で目指すハブ構想実現ー

一般財団法人 国際貿易投資研究所
客員研究員 夏目 美詠子

はじめに

トルコのエネルギー政策は、①エネルギー供給の安全保障（Security of Supply）、②国産エネルギーの活用（Indigenization）、③予測可能なエネルギー市場の確立（Foreseeable Market）を主要な目標として掲げている。

具体的には、①今後も拡大が見込まれるエネルギー需要を、供給国の多様化と量の確保、供給・貯蔵インフラの増強、エネルギー効率の改善、国内・海外での新たな資源探査等で確実に満たし、②石炭、再生可能エネルギーなど国内資源の活用や原子力発電の導入で対外依存を低減するとともに、慢性的な経常収支赤字の縮減を図り、③遅滞している天然ガス市場の民営化・自由化を推進し、自由化が概ね完了した電力市場先行で開設されたエネルギー取引所に統合、地域のエネルギーハブとして機能するための布石とする、と読み解ける。

上記の3つの政策目標は、エネルギー天然資源省（MENR）が2017年4月に National Energy and Mining Policy として発表したものだが、2011年に首相府が策定した「Vision 2023」（建国100年目の2023年に世界で10位以内の経済大国になることを目指したグランドデザイン）や、MENR策定の5ヵ年計画「2015-2019 Strategic Plan」にも明記されており、「資源小国」トルコの宿命的課題となっている。

表1：トルコのエネルギー自給率（2017年）

（単位：100万toe）

	石炭	石油	天然ガス	バイオ燃料	水力	風力	地熱	太陽光他	電力	計
生産	15.09	2.68	0.29	2.53	5.01	1.54	7.13	1.09	—	35.36
純輸入	24.71	46.85	45.06	—	—	—	—	—	△ 0.05	116.57
船舶用燃料	—	△ 4.58	—	—	—	—	—	—	—	△ 4.58
在庫変動	△ 0.34	△ 0.68	△ 1.03	—	—	—	—	—	—	△ 2.05
一次エネルギー供給	39.46	44.28	44.32	2.53	5.01	1.54	7.13	1.09	△ 0.05	129.68
自給率 (%)	38.23	6.05	0.66	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	n.a.	27.26

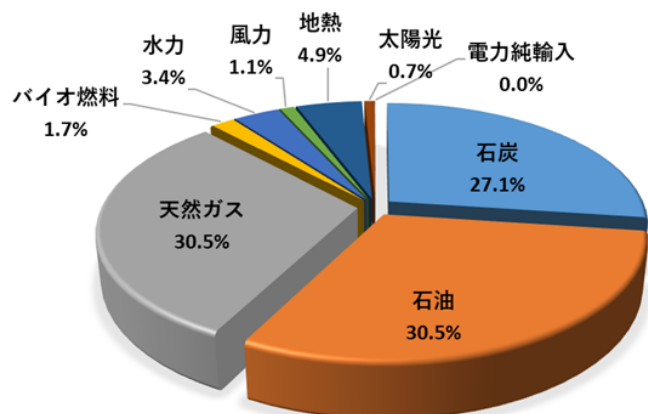
出所：2017 YILI ULUSAL ENERJİ DENGE TABLOSU（MENR, General Directorate of Energy Affairs）

トルコは中東・中央アジア・ロシアといった世界の石油・ガスの大半を産出する地域に隣接しながら、エネルギー供給の7割以上を輸入に頼る「資源小国」である。2017年は石油93.9%、石炭61.8%、天然ガス99.3%が輸入されており、エネルギー供給の対外依存度は

72.7%だった¹（表1）。その一方でエネルギー需要は拡大を続け、2000～16年の電力最終消費の年平均伸び率は、中国（10.6%）、インド（7.0%）、インドネシア（6.5%）に次ぐ5.6%だった²。2000～17年のガス消費も、中国（14.3%）、ブラジル（8.3%）に次ぐ8.0%（産ガス国を除く）の伸びとなり、ガス消費量は欧州内で独、英、伊に次ぐ規模に達している³。

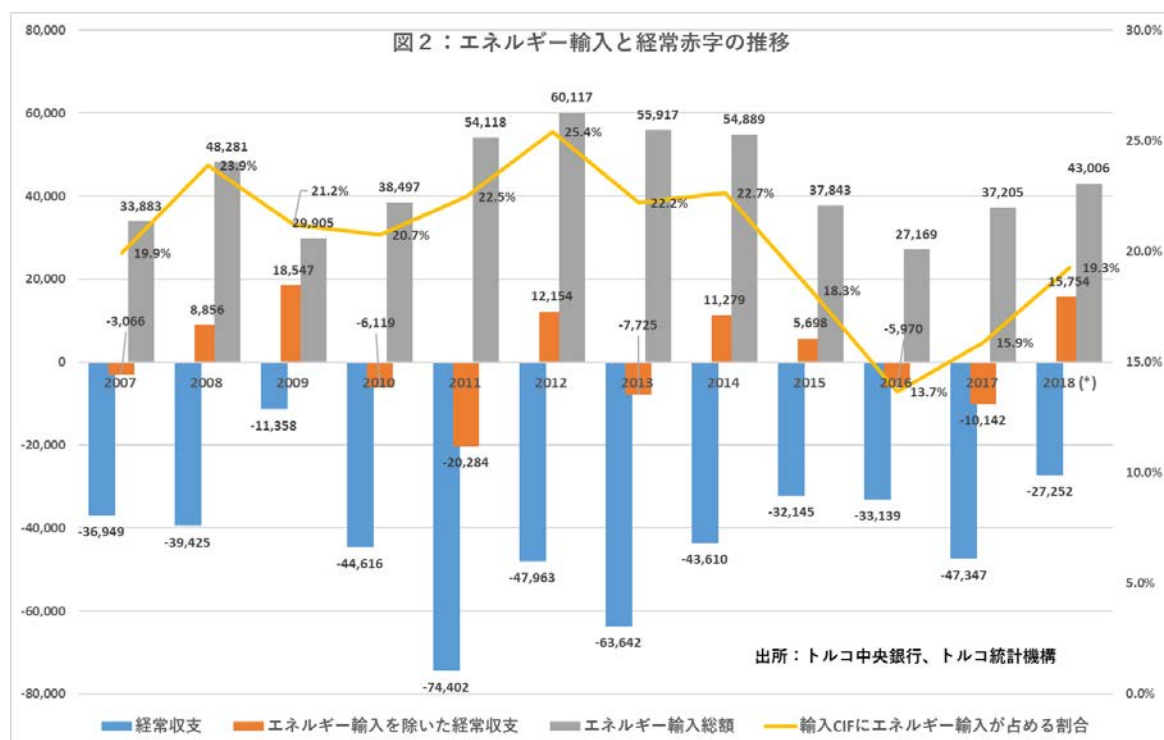
2017年の一次エネルギー総供給量（TPES）の内訳を見ると（図1）、石油、天然ガス、石炭の比率がともに3割前後、再生可能エネルギーは地熱を筆頭に全体で1割を占める。再生エネの比率は年々増加しているものの、輸入に頼る化石燃料が9割を占めるエネルギー構成は変わらず、エネルギー輸入は常に

図1：2017年の一次エネルギー総供給量（TPES）内訳



出所：2017 Yıl Ulusal Enerji Denge Tablosu, General Directorate of Energy Affairs, MENR

輸入総額の2割前後を占めて経常赤字の主因であり続けている（図2）。



本章では、こうした基本事情を踏まえ、トルコの電力、天然ガス、石油市場においてMENIRの掲げる3つの政策目標はどの程度達成されているのか、また冷戦終結以来、外交戦略の一環であり続ける「エネルギーハブ」構想が実現する可能性はあるのか、検証する。

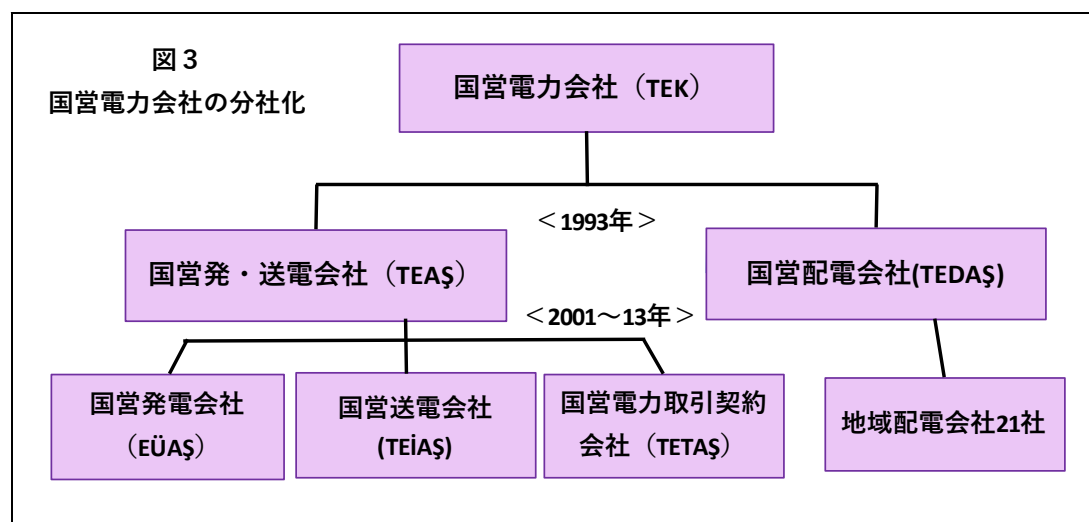
第1節 電力市場

1. 「他国が範とすべき」電力市場自由化

電力市場の自由化は、2001年のトルコ金融危機後、国際通貨基金（IMF）・世界銀行の融資を受けて始まった経済構造改革の一環として着手された。官民一体となって、15年余りの短期間で市場自由化と電力の安定供給をほぼ同時に実現しており、支援した世銀から「他国が範とすべき成功例」という評価を得ている⁴。

MENR は、1980年代後半から BOT (Build-Operate-Transfer)、BOO (Build-Own-Operate)、TOR (Transfer of Operating Rights)) 方式による発電所建設で、電力市場への民間資本導入を試みていたが、1993年に国営電力会社 (TEK) を国営発・送電会社 (TEAŞ) と国営配電会社 (TEDAŞ) に2分割、市場自由化に向けた地ならしを始めた。欧州連合 (EU) が1996年の第1次電力指令によって市場自由化に舵を切ったこともトルコの背中を押した。トルコは1999年に正式にEU加盟候補国と認められていたからだ。

2001年に電力市場法 (No.4628) が施行され、本格的なエネルギー市場改革が始まった。同法によって、国営企業民営化と民間資本参入による市場自由化が法的に保証され、エネルギー市場規制機構 (EPDK / EMRA) が設立された。財政的に MENR から独立した機関である EPDK は、電力・ガス・石油市場の規制・監督やエネルギー事業参入、価格設定等の許認可業務を MENR から引き継いだ。



同法施行に伴い、国営発・送電会社 (TEAŞ) はさらに3社に分割され、発送電分離が実現した。3社とは、国営発電会社 (EÜAŞ)、国営送電会社 (TEİAŞ)、国営電力取引契約会社 (TETAŞ) で、役割は以下のように定められた。EÜAŞ は TEK、TEAŞ が建設した火力・水力発電所を引き継いで発電事業を続けつつ、ほぼすべての火力発電所と小規模水力発電所を順次民営化していくことになった。TETAŞ は、TEAŞ が BOT/BOO 方式の発電所と

の間で結んだ電力の長期買取契約を引き継ぎ、契約満了（～2021 年）まで電力を買い取る目的で設立された。TEİAŞ は全国を送電網を引き継ぎ、EÜAŞ、TETAŞ 傘下の発電所に加えて、新たに建設された民間発電所からの系統接続を受け入れ、国営配電会社(TEDAŞ)に送電することになった（図 3）。

TEİAŞ には発電と配電の間で需給調整を行う市場機能が求められたため、2006 年から社内に暫定的な卸電力取引所 (PMUM) を設け、リアルタイムに加えて先渡し (Day-Ahead) 市場での需給調整も始めた。その後 2013 年に新電力市場法 (No.6446) が施行されると、PMUM は TEİAŞ から分離・独立して、2015 年にエネルギー取引所 (EPİAŞ) となり、時間前 (Intra-day) 市場の取引も開始した。同社の株式は、TEİAŞ 30%、イスタンブール証券取引所 (BORSA İstanbul) 30%、民間（認可を受けた電力事業者：約 100 社）40%の比率で保有する。2017 年の全電力販売量に占める EPİAŞ の取引量は先渡しと時間前市場を合わせて 27.9%に達した。残りは 67.7%が相対取引、4.5%が TEİAŞ によるリアルタイムの調整取引だった⁵。

国営発・送電会社 (TEAŞ) の 3 分割からやや遅れて、国営配電会社(TEDAŞ)が 21 の地域配電会社に分割され、2009～13 年にかけて順次民営化が実施された。また、BOT/BOO 方式の発電所の電力買取を主業務としていた TETAŞ は、2018 年 7 月に EÜAŞ に統合された。TETAŞ が行う予定だった原子力発電所への出資と電力買取も EÜAŞ に移行された。EÜAŞ の事業は大型の水力発電や一部の褐炭火力発電に限定され、新規投資は禁じられていたが、2013 年の新電力市場法施行により、民間の発電事業者と同様の企業活動ができるようになった。MENR は発電部門に EÜAŞ、送電部門に TEİAŞ という国営企業 2 社を残すことで、電力市場に国が一定の関与を続ける方針を示した。国際エネルギー機関 (IEA) は、トルコの電力市場の開放度を 2015 年時点で 85%と評価している⁶。

2. 民間投資拡大で電力の安定供給確保

電力市場自由化によって民間投資は発電部門を中心に拡大した。2017 年の電源別発電容量を事業者別に見ると（表 2）、火力の 85.0%、水力の 52.7%、再生可能エネルギーの 100%を民間が保有する。民間の火力発電所は、工場や事業所の自家発電、EÜAŞ の民営化で売却された発電所、大手財閥グループなどが新たに建設した大規模発電所などで構成される。一方、水力発電所は EÜAŞ の民営化物件もあるが、他の再生エネ同様、民間による新規投資が主体である。その結果、総発電容量は 2000～17 年に 3 倍増 (27,264MW → 85,200MW) となり、2017 年時点でピーク需要を 44%上回る水準に達した⁷。

表 2：2017 年の事業者別・電源別発電容量

(単位：MW)

電源	EÜAŞ	(%)	民間 (BOT 等を含む)	(%)	小規模民間 (無認可)	(%)	電源別 発電容量	電源別比率 (%)
火力	7,017	15.0	39,708	84.6	201	0.4	46,926	55.1
水力	12,882	47.2	14,383	52.7	7	0.0	27,273	32.0
地熱		0.0	1,064	100.0		0.0	1,064	1.2
風力		0.0	6,482	99.5	34	0.5	6,516	7.6
太陽光		0.0	18	0.5	3,403	99.5	3,421	4.0
総発電容量	19,900	23.4	61,655	72.4	3,645	4.3	85,200	100.0

出所：TEİAŞ, ELEKTRİK İSTATİSTİKLERİ

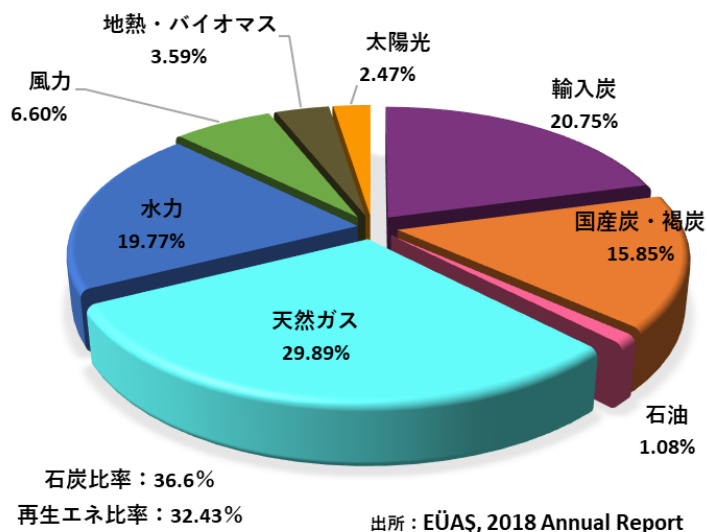
特に再生エネの発電容量は 2008 年を境に大きく拡大している。その契機となったのは、①2005 年の「発電における再生エネ活用法 (No.5346)」で再生エネの固定価格買取制度 (Feed In Tariff: FIT) が導入されたこと、②2006 年に TEİAŞ が卸電力取引所 (PMUM) を設けたことで、再生エネ事業者は FIT を利用して電力を直接送電・配電会社に売却するか、PMUM で売却するか選べるようになったこと (2014 年までは PMUM の市場価格が FIT の固定価格を上回った)、③2003 年から据え置かれていた電気料金が 2008 年に 3 回にわたって引き上げられ、民間の発電コストに見合うレベルになったこと、④2007 年の「エネルギー効率法 (No.5627)」によって再生エネの小規模事業者 (200kW 以下) の発電ライセンス取得義務が免除され、その後免除を受けられる事業規模が段階的に引き上げられたこと (2010 年の「発電における再生エネ活用法」改正 (NO.6094) で 500kW、2013 年の新電力市場法で 1MW (閣議承認があれば 5MW) へ引き上げ)、⑤2010 年の再生エネ活用法改正 (No.6094) に、発電用機材に国産品を利用すれば、FIT による買取価格に付加金を上乗せする規定が盛り込まれたことなどである。一連の措置は、「再生エネ支援システム (YEKDEM: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması)」と呼ばれ、システムへの登録が承認された業者は 10 年間の優遇措置適用を保証される。参入の垣根をできるだけ低くし、手厚い優遇措置と利益確保しやすい仕組みを提供したことが、トルコ人の起業家精神 (アニマルスピリット) を刺激し、再生エネ事業参入者の増加につながった。

しかし、2018 年夏以降の通貨トルコリラの大幅下落 (トルコショック) で、多くの発電業者が多額の外貨建て債務を抱えて資金繰りに窮していることが明らかになった。特に苦境に陥っているのは、電力買取保証の対象にならない大手企業保有の火力発電所で、燃料調達など発電コストが上昇しているのに、EPDK による規制や EÜAŞ による売電価格の低め設定などに阻まれて、料金を引き上げられず、ドル建て収入が減って内部留保を取り崩す自転車操業が続いていると、トルコ工業・企業家協会 (TÜSİAD) が警鐘を鳴らした⁸。実際、2018～19 年にかけて大規模な発電業者がいくつか倒産⁹、オーストリアのエネルギー企業 OMV も電力・石油市場からの撤退を決めている¹⁰。トルコショックによる経営不振や倒産はエネルギー業界だけの話ではないが、潤沢に流れ込んでいた民間投資が流出し、発電に支障が出れば、電力の安定供給が危ぶまれる。通貨下落は電力市場の脆弱性を露呈させた。

3. 国産電源活用の成功と失敗

2018 年の電源別発電量を見ると（図 4）、最も比率が高いのは石炭の 36.6%、次いで再生エネ 32.43%、天然ガス 29.89% の順である。このうち国内で調達できる電源は、再生エネと石炭の約 4 割を占める国産炭・褐炭のみだ。MENR は電源別発電量に占める天然ガスの比率を 2019 年までに 38% 以下、再生エネの比率を 2023 年までに 30% 以上とする目標を掲げていたが、すでに達成された。

図 4：2018 年の電源別発電量（総発電量：303.4TWh）



このため、2016 年 10 月に再生エネゾーン規則 YEKA（Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmenliği）を施行、YEKDEM の対象にならない大規模な再生エネ発電所の建設を促進する新制度を発足させた。仕組みはこうだ。まず MENR が大規模再生エネ発電に適した土地をゾーン指定し、売電価格の入札を行って、最も低価格で応札した企業連合に認可を出す。認可を受

けた企業は、最低 30 年以上の稼働に加えて発電機材製造工場および R&D センター建設という義務を負うが、応札価格での電力買取を 15 年間保証される¹¹。2017～19 年には発電容量 1GW 級の大規模風力・太陽光発電所の入札が相次いで行われ、外資大手企業もトルコ企業と組んで多数応札している¹²。YEKA 導入を受けて、MENR は 2018 年に電源別発電量に占める再生エネ比率の目標値を 50% 以上に引き上げた¹³。

一方国産炭・褐炭発電について MENR は、2019 年までに年間発電量 6 万 GWh 超の達成を目標としてきたが¹⁴、2018 年の発電量は 4 万 8,000GWh に留まった。褐炭は発熱量が低く、CO₂排出量が多い。不純物の含有が多く、大気汚染の原因となる。トルコはすでにインド、中国に次いで石炭火力発電が多い国だ。今後も褐炭火力発電所を増やすなら、CO₂削減と大気汚染対策として排煙脱硫・集塵装置や石炭ガス化、循環流動床（CFB）等の最新技術導入が必要で、コストがかさむ¹⁵。

トルコは、2004 年に国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）、2009 年に京都議定書を批准、他の OECD 加盟国とともに UNFCCC では附属書 1 国となったが、京都議定書の附属書 B に掲げられた温室効果ガス（Greenhouse Gas: GHG）削減の数値目標は有していない。さらに 2014 年の第 20 回気候変動枠組み条約締約国会議（COP20）で、途上国同様の支援対

象国と認められた。2015 年の COP21 で採択されたパリ協定の枠組みで、2021～30 年に BAU (Business As Usual) 比で GHG21%削減の自主目標を提出したものの、エネルギー政策における GHG 削減や環境対策の優先度は高くない。MENR は今後 70 基以上の褐炭火力発電所の新設を認可する構えで、予定通り建設されれば GHG の排出量は 2013 年比で倍増する見込みだという¹⁶。褐炭利用の促進にはコストと弊害を伴うが、エネルギー輸入と経常赤字削減のために他に選択肢はないというのが政府の基本姿勢だ。

その選択肢をもう一つ増やそうというのが、原子力発電への取り組みである。トルコは 1960 年代から原子力発電所建設に強い意欲を示し、原発の規制・監督を行う原子力エネルギー庁 (TAEK) の前身である原子力エネルギー委員会は 1956 年に設置されている。原発建設の国際入札は 1970～90 年代に何度も行われたが、すべて不調に終わった。

MENR は電力市場自由化後の 2007 年に「原子力発電所の建設・運転及び電力販売法 (No.5710)」を施行、2008 年に BOO (Build-Own-Operate) 方式の原発を地中海沿岸アックユ (Akkuyu) に建設する入札を実施した。応札したのはロシア企業 1 社だけで、法的な問題で入札はキャンセルされた。しかしトルコ・ロシア両政府が直接交渉に乗り出し、2010 年 5 月に「アックユ原発建設及び運転に関する政府間協定」を締結、発電容量 4.8GW (ロシア型加圧水型原子炉 (VVER1200) 4 基) の原発建設をロシアの国営原子力企業ロスアトムが受注することで合意した。外国企業による BOO 方式の原発受注は世界的に例がなく、同原発の建設・運転が成功すれば、原子力技術を持たない新興国・途上国が原発を導入するロールモデルとなる可能性があるという¹⁷。

BOO 方式の原発建設、運転および廃炉の仕組みはこうだ。まずロスアトムは傘下の子会社数社とともに共同出資会社を設立し、総工費 200 億ドルを全額調達して原発を建設する。稼働後 15 年間は TETAŞ (2018 年 7 月に EÜAŞ に移管) が電力買取を保証する¹⁸。ロスアトムとその子会社は共同出資会社の全株式保有を義務付けられているが、49%の株式をトルコあるいは第三国企業に売却する権利を持つ。さらに同社は、原発建設の準備から廃炉に至る全過程に責任を負う「フルサービス」提供の義務を負う。すなわち、原発の設計、許認可取得、建設、機材調達、核燃料の提供、長期間の運転、トルコ人技術者の養成・訓練、全設備の保守点検、使用済み核燃料の処理、廃炉作業までを一括して請け負う。トルコ側の義務は用地の無償提供、許認可業務、送電設備への接続、15 年間の電力買取保証のみで、前例のない「外国企業への丸投げ」原発なのだ¹⁹。使用済み核燃料は、原発敷地内のプールで 10 年間冷却貯蔵または専用容器で 4 年間空気冷却する「乾式貯蔵」を経てロスアトムが引き取り、地下深部に埋設する最終処分に向けてガラス固化体への加工を行った後、トルコに戻される見込みだが、最終処分に関するトルコの法整備はまだ進んでいない²⁰。

アックユ原発本体の起工式は、トルコ・ロシア両国大統領が首都アンカラからライブ中継で見守るなか、2018 年 4 月 3 日に行われた。一基目の原子炉稼働は 2023 年、残る 3 基の稼働は 2025 年を予定している²¹。ロスアトムは EPDK から 49 年間の発電認可を得ている。

続いて計画が具体化したのは、黒海沿岸のシノップ (Sinop) 原発だ。同原発には BOO 方式は適用されず、EÜAŞ と外国企業連合が設立する共同出資会社が、建設・稼働・運転・廃炉までを行うことになった。MENR はカナダ、中国、韓国の企業連合と接触し、韓国政府とは協定締結に向けて交渉を進めたが、合意に至らなかった。一方 MENR は、原発を含めたインフラ輸出を推進する日本政府との交渉も並行して進めており、2013 年 5 月にトルコを訪問した安倍首相とエルドアン首相（当時）が「トルコにおける原発および原子力産業発展のための協力協定」に調印、2015 年に発効した。

受注したのは、三菱重工、伊藤忠商事、フランスの電気・ガス企業 Engie（旧 GDF スエズ）の日仏企業連合で、総事業費は約 220 億ドル、フランス Framatome（旧 Areva）が開発した最新鋭の ATMEA-1 加圧水型原子炉 4 基を備えた発電容量 4.48GW の原発を建設することになった。EÜAŞ は共同出資会社の株式 49% を保有し、原発稼働後 20 年間の電力買取を保証した。買取価格は、政府間協定の附属書において 1kWh 当たり 10.80～10.83 米セントに決められた²²。先行したアックユ原発でロスアトムは当初 1kWh 当たり 21.16 米セントを要求したが、最終的に 12.35 米セントまで引き下げた²³。日仏連合がロシアより安い売電価格で受注したのは、韓国、中国の安値攻勢に競り勝つためだった²⁴。

そして、それが命取りになった。2018 年 12 月、三菱重工業は事業化可能性調査の結果、事業費が当初予定の 2 倍以上に膨らみ、EÜAŞ が保証する電力買取価格では採算性が見込めないと判断、建設断念の意向をトルコ政府に伝えた。東日本大震災後の安全規制強化により原発関連機器の調達コストが上昇したこと、地震国トルコにおける安全対策費の見積もりが甘かったこと、通貨トルコリラの大幅下落などが事業費膨張の原因となった²⁵。

MENR は 2023 年までに総発電量の 10% を原子力発電で賄うことを目標としてきたが、シノップ原発の頓挫で不可能となった。

第 2 節 天然ガス市場

1. 市場自由化の遅滞

電力市場と対照的に天然ガス市場の自由化は遅れている。2003 年に施行された天然ガス市場法 (No.4646) は、国営パイプライン会社 (BOTAŞ) が独占してきた市場を民間資本に開放し、ガス卸売・小売価格を市場競争によって決定するとともに、BOTAŞ を 2009 年までに送ガス・貯蔵・輸入・卸売部門に分社化して民営化、BOTAŞ の市場シェアを 20% まで引き下げるという大胆な構想を示していた。現在までに達成されたのは、①ガス輸入の部分自由化：BOTAŞ がロシア・ガスプロムと交わっていた西部ライン経由の長期供給協定量の 7 割を民間企業 7 社に移譲（表 3）、②ガス小売の全面自由化：トルコ全県に達した配ガス網を民間に移譲、③ガス卸売への民間参入自由化、④LNG 輸入の自由化、⑤送ガス網接続や貯蔵設備使用の制限付き自由化、にとどまる。その結果、ガス輸入に占める BOTAŞ のシ

ェアは依然 84.7%（2018 年）とほぼ独占状態にある。ガスの長期供給協定の民間移譲が進まない理由として、①ガス需給が慢性的な逼迫状態にあり、移譲による混乱を回避する必要があること、②ロシア以外の長期供給国が複数の民間企業をカウンターパートとするのを嫌ったことが挙げられる。ただ何よりも自由な市場競争を阻んでいるのは、BOTAŞ によるガス卸売価格の設定が一部逆ザヤになっていることだ。BOTAŞ は最大顧客である発電部門の中でも国営企業 EÜAŞ 傘下の発電所や TETAŞ が長期電力買取を保証する BOT/BOO 発電所向けに割高な価格、民間発電所や産業部門、住宅向けにはコストを下回る低価格でガスを販売してきた（Cross-Subsidizing）。そこにはガス価格を低く抑えたい政府の意向も働いているとされる。実際、全面自由化されたガソリン価格では IEA 加盟 29 ヶ国中トルコは 11 位だが、天然ガスの家庭向け小売価格は 21 位だ²⁶。赤字の累積は BOTAŞ の経営を蝕み、必要な投資を困難にするばかりでなく、民間卸売業者の価格も縛っている²⁷。天然ガス市場の自由化推進には、BOTAŞ が強いられてきた歪んだ価格設定の是正が必要だ。

2. 慢性的な需給ひっ迫

トルコは天然ガスの 99.3%を輸入している（2017 年・表 1）。わずかな国産ガスの 9 割近くがバルカン半島のトラキア地方で、残りはシリア国境に近い南東アナトリアで生産されるが、2018 年の生産量は 10 年前と比べ半量以下に落ち込んでいる²⁸。南東アナトリアやトラキア、中部アナトリアのトゥズ湖やシヴァス近辺に回収可能なシェールガス埋蔵が確認されており、南東アナトリアのディヤルバクル県では 2013 年から試験的な水圧破碎掘削が行われている²⁹。しかし天然ガスの供給は輸入に頼るしかないのが現状だ。

表 3：二国間天然ガス供給協定（②以外、すべて BOTAŞ の契約）

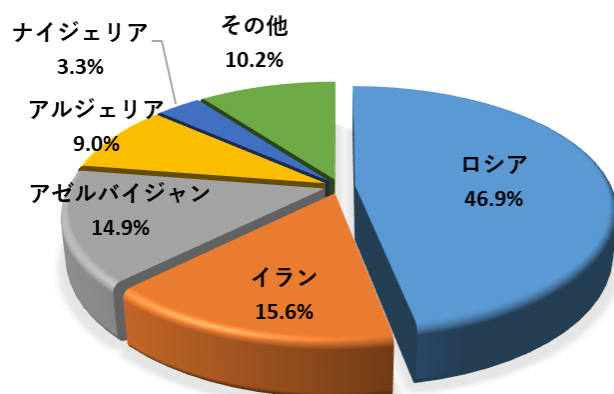
	供給量(億m ³)	調印	供給開始	失効時期
①ロシア(西部ライン・BOTAŞ)	40	1998 年	1998 年	2021 年
②(西部ライン・民間 7 社)	100	2011 年に BOTAŞ から移管		
③(Blue Stream)	160	1997 年	2003 年	2025 年
④アルジェリア LNG	44	1988 年	1994 年	2024 年
⑤ナイジェリア LNG	13	1995 年	1999 年	2021 年
⑥イラン	96	1996 年	2001 年	2026 年
⑦トルクメニスタン (TCGP)	(156)	1999 年	-	-
⑧アゼルバイジャン (SD-1)	66	2001 年	2007 年	2021 年
⑨(SD-1)	1.5	2011 年	2013 年	2046 年
合計 1	520.5			
⑩(TANAP/SD-2)	60	2012 年	2018 年	2033 年
⑪ロシア (TurkStream)	157.5	2016 年	2019 年	2046 年
合計 2	598	= 合計 1 + ⑩ + ⑪ - (① + ②)		

出所：BOTAŞ ウェブサイト、各種報道等から筆者作成

*合計 1 に⑦は含まれない。

長期供給協定を結んでいる輸入相手国は、ロシア、イラン、アゼルバイジャン、アルジェリア、ナイジェリアの5カ国で2007年以来変わっていない。ロシア、イラン、アゼルバイジャンがパイプライン経由、アルジェリア、ナイジェリアがLNGによる供給である(表3)。すべての長期供給協定に Take or Pay 条項³⁰が、ロシア、イランとの協定には仕向け地条項³¹が付いている。一方、LNGのスポット取引は2008年の天然ガス市場法改正で自由化された。スポット取引の最大の相手国はカタールで、米国、エジプト、ノルウェー、アフリカや中米の8カ国からガス輸入総量の1割程度を輸入している(図5-2)。形態別では、パイプライン経由が8割弱、LNGが2割強を占める。長期・スポット取引を合わせたガス輸入全体の相手国としてはロシアが最大で、輸入総量のほぼ5割を占める。(図5-1)。今後新たに加わる長期供給協定は、TANAP (Trans Anatolian Natural Gas Project) パイプライン経由のアゼルバイジャンからと、TurkStream パイプライン経由のロシアからになる。ガス供給における両国への依存度はさらに高まることになり、調達先の多角化はスポット取引の枠内に限定された小規模なものにならざるを得ない。

図5-1：2018年の天然ガス輸入相手国内訳



出所：EPDK, Turkish Natural Gas Market Report 2018.

その他は8カ国からのスポット輸入。

天然ガスの需給は、電力とは対照的にひっ迫した状態が続いている。表4を見ると、過去5年の天然ガスの供給(輸入+生産)と需要(国内消費)はほぼ拮抗していることがわかる。それでも BOTAŞ は、2007年のトルコ・ギリシャ間パイプライン (Interconnector Turkey-Greece: ITG) 完成時に締結した協定に基づき、ギリシャ向けに年間

6～7 億 S m³のガス輸出を続けている。輸出されているのは仕向け地条項のないアゼルバイジャン産ガスである³²。2018 年末のガス貯蔵量は国内消費量の 6.4% しかないが、MENR は 2019 年までに貯蔵容量を国内消費量の 10% まで拡大することを目指してきた。長期的には 20% の容量確保を目標としている。現在、ガス貯蔵施設は地下 2 カ所、地上 2 カ所に加え、マルマラ海とエーゲ海の港湾に浮体式貯蔵再ガス化設備 (FSRU) 2 基が整備されている。

天然ガスの需要は季節変動が激しい。需給が綱渡りとなるのは住宅の暖房需要がピークとなる厳冬期で、BOTAŞ は国営・民間の天然ガス発電所に契約供給量の最大 50% までの削減を要請し、住宅への供給を優先している。盛夏期もエアコン使用によって電力需要がピークとなり、天然ガス発電所へのガス供給も増える傾向にあるが、夏期に最大出力となる水力発電で代替可能なことが多い。需要の季節変動に応じて余剰ガスを貯蔵することができれば、厳冬期のピーク需要も乗り切りやすくなるだろう。

需給に余裕がないのは、BOTAŞ の送ガス能力不足にも原因がある。東部国境にあるイランやアゼルバイジャンからのガスパイプラインの入り口と西部の大消費地を結ぶ幹線ライン上にコンプレッサーが適正配置されていないからだ指摘されてきた。送ガス能力不足で Take or Pay 条項に定められた最低契約量を引き取れないことも多く、

BOTAŞ は長年多額の違約金を支払ってきた。現在 BOTAŞ や民間業者が進めるコンプレッサーの増設やガス貯蔵施設の拡張に加え、TANAP パイプライン、TurkStream パイプラインが 2020 年以降フル稼働すれば、若干の需給緩和は可能だろう。

図5-2：2018年の天然ガス・スポット輸入相手国

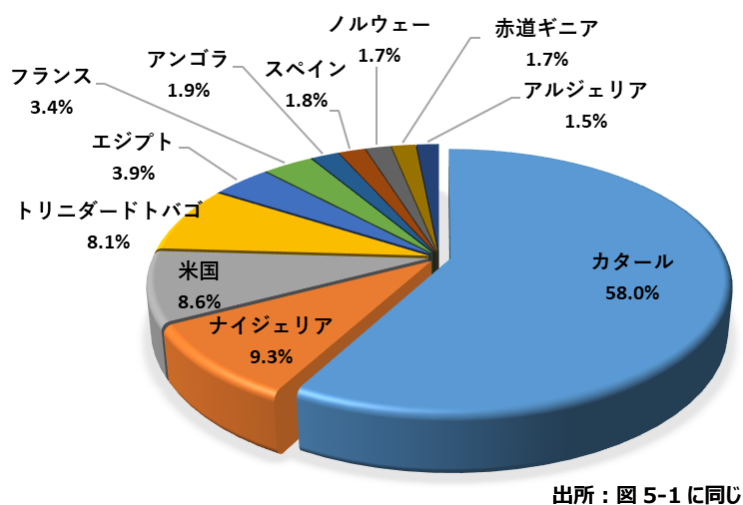


表 4：トルコの天然ガス需給

(単位：百万 S m³)

	2014	2015	2016	2017	2018	増減率 (%)
輸入	49,262	48,427	46,532	55,250	50,361	△ 8.9
生産	479	381	367	354	428	20.9
輸入+生産	49,741	48,808	46,899	55,604	50,789	△ 8.7
国内消費	48,717	47,999	46,395	53,857	49,329	△ 8.4
輸出	633	624	675	631	673	6.8
年末貯蔵	1,873	2,127	1,700	2,948	3,167	7.4

出所：EPDK, Turkish Natural Gas Market Report

3. カスピ海産ガスを初めて欧州へ運ぶ TANAP

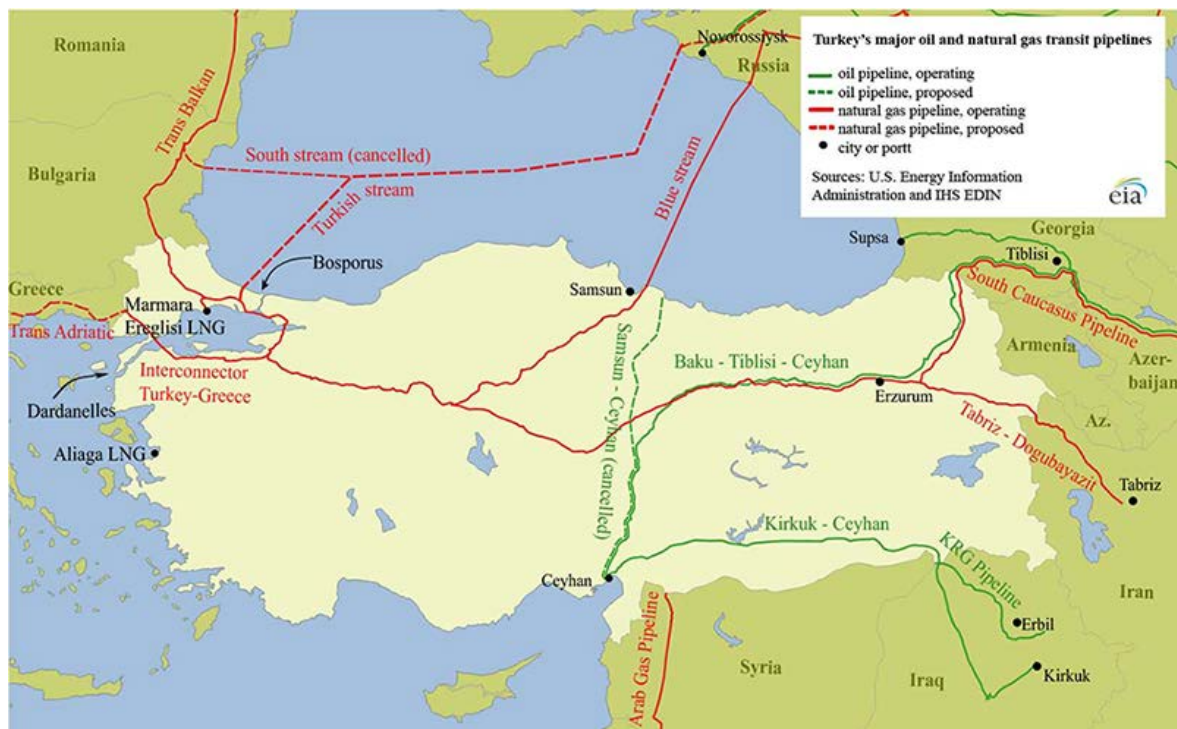
TANAP は、アゼルバイジャンのカスピ海沿岸にある Shah Deniz ガス田第 2 フェーズ開発で生産されるガスを欧州まで輸送するパイプラインの一部である。同ガス田第 1 フェーズ開発のガスは、二国間長期供給協定に基づき、2007 年からバクー・トビリシ・エルズルム (BTE) ガスパイプライン経由でトルコに供給されている。2015 年に着工した TANAP は既設の BTE パイプラインに並行して敷設され、2018 年 6 月に稼働を開始した。トルコ国内向けに年間 60 億 m³、欧州向けに 100 億 m³のガスを供給する。

TANAP は、1996 年に欧州連合（EU）が立ち上げた欧州横断エネルギーネットワーク構想（The Trans-European Networks for Energy: TEN-E）の重点プロジェクト Southern Gas Corridor（SGC）の中核部分を構成する。TEN-E とは EU のエネルギー安全保障強化と調達先やルート分散・拡充のために、カスピ海・黒海・地中海沿岸及び中東諸国とのエネルギー供給網構築を目指す構想だ。実際には EU の最大のガス供給国であるロシアへの依存度低減が目的だ。SGC は、アゼルバイジャンからグルジア経由でトルコ国境に至る South Caucasus Pipeline（SCP）、トルコを横断する TANAP、ギリシャ国境からイタリアへ至る Trans-Adriatic Pipeline（TAP）から成る。将来アゼルバイジャン以外の国からガス供給が可能となった場合に備え、パイプラインの輸送能力は最大で 310 億 m³まで増強できる。新たな供給国としては、トルクメニスタン、イラク・クルド自治区、東地中海の海底ガス田を擁するイスラエル、キプロス、エジプト等が想定されている。SGC が EU へ輸送するガスは 100 億 m³で、EU の年間ガス消費量の約 2%とわずかなが、カスピ海沿岸のガスが初めて欧州へ到達する意義は大きく、輸送能力倍増の備えもある総延長 3,500 kmの基幹インフラとして、広範な地域のエネルギー地図を書き換える可能性を秘めている。TANAP と TAP の接続は 18 年末に完了したが、TAP の開通、すなわち Southern Gas Corridor : SGC の全面開通は 2020 年になる見込みだ。

4. エネルギー覇権の果ての TurkStream

TurkStream は、EU が提唱する SGC に対抗する形でロシアが 2007 年に発表した South Stream の後継プロジェクトである。South Stream の目的は、SCP-TANAP-TAP と SGC プロジェクトの受注を争った Nabucco パイプライン計画を潰すことだった。Nabucco は、2002 年にオーストリア、ハンガリー、ブルガリア、ルーマニア、トルコのガス企業が発表したアゼルバイジャンのガスをバルカン・中東欧経由でオーストリアまで輸送するパイプライン計画で³³、旧ソ連時代のパイプラインを通してバルカン・中東欧向けガス供給を独占してきたロシアの権益を脅かすものだった。さらにロシアは、2006 年・09 年のウクライナとのガス紛争で欧州へのガス供給途絶を余儀なくされ、ウクライナを迂回する新規パイプライン建設の必要性を痛感、バルト海底経由のドイツ向け NordStream1・2 と、黒海底経由のバルカン・中東欧向け South Stream 計画実現に向けて動き出した。

South Stream は西シベリアのガス田から輸送したガスを黒海沿岸で全長 900km 余りの海底パイプラインへ接続し、対岸のブルガリア・ヴァルナに陸揚げした後、セルビア、ハンガリーを通してオーストリアへ至るルートと、ギリシャを通してイタリアへ至るルートを想定、年間輸送能力は当初の 300 億 m³から 630 億 m³に引き上げられた。両ルートはそれぞれ、Nabucco の欧州部分ルート、TAP のルートとほぼ重複していた。



SGC を巡る Nabucco と SCP-TANAP-TAP の受注争いは、2013 年に Shah Deniz のガス生産者である BP とアゼルバイジャン国営石油（SOCAR）が後者を選んで決着した。Nabucco がアゼルバイジャンのガス輸送のみでは採算が取れず、追加のガス供給国確保に失敗し続けたため、自国産ガスの欧州搬出を危ぶんだアゼルバイジャン政府がトルコ政府と協議、2011 年末に両国のみで TANAP を建設すると発表したことが、受注獲得の決定打となった。TANAP はアゼルバイジャン政府と SOCAR が 58%、トルコの BOTAŞ が 30%、BP が 12%の株式を持つ事業体である。

一方 South Stream については、EU が 2011 年発効の EU 法「第 3 エネルギーパッケージ」を根拠に難色を示し、パイプラインを建設するロシアの国営ガス会社 Gazprom に対し、①パイプラインへの第三者アクセス、②ガス供給者とパイプライン所有者の分離（アンバンドリング）を要求、両者の交渉は紛糾した。最終的に South Stream を実現不可能にしたのは、2014 年 3 月のロシアによるクリミア併合だった。EU 及び米国が発動した対ロシア経済制裁の影響で、通貨ルーブルは急落し、エネルギープロジェクトへの融資獲得は困難になった。ロシアのプーチン大統領は 2014 年末、訪問先のトルコで、South Stream 計画の断念と TurkStream 計画の立ち上げをトルコのエルドアン大統領とともに発表した。

ところが 2015 年 11 月、シリア内戦に介入したロシア軍の戦闘機をトルコ軍が領空侵犯を理由に撃墜したことで両国関係は急速に悪化、相互に経済制裁を科して TurkStream 計画も凍結された。2016 年 6 月、エルドアン大統領のロシアへの謝罪を機に計画は再び動き出し、同年 10 月に両国は計画実現に向けた政府間協定に調印した。TurkStream は 157 億 5,000 万 m³の輸送能力を持つ 2 本の海底・陸上パイプラインから成り、1 本はトルコ向け、

もう1本は欧州向けにガスを供給する。当初 Gazprom は South Stream と同じ輸送能力 630 億 m^3 を想定していたが、2015 年 6 月に輸送能力 550 億 m^3 の NordStream2 建設の覚書を欧州企業と交わしたことから、TurkStream の供給量は半減されることになった。そして、2 本目の欧州向けパイプラインはトルコ国境から先の輸送ルートが決まっていなかった。選択肢としては、①TAP への接続、②ITGI (Interconnector Turkey-Greece-Italy) ³⁴への接続があり、Gazprom は両パイプライン事業者と協議したが、結論が出ないまま、2017 年 5 月に海底パイプライン敷設に着工、2018 年 11 月にトルコ沿岸までの敷設が完了した。1 本目のトルコ向けパイプライン開通は陸上工事が完了する 2020 年初めとなる見込みだ。

欧州向けルートは、2019 年初めからにわかに具体化してきた。同年 1 月にプーチン大統領がセルビアを、3 月にメドベージェフ首相がブルガリアを訪問し、4 月にはセルビア ³⁵、6 月にはブルガリアが TurkStream のパイプライン敷設に着工すると発表した ³⁶。7 月にはロシアのノヴァクエネルギー相が、TurkStream の欧州ルートはブルガリア、セルビア、ハンガリーを通ると明らかにした ³⁷。ルートを見る限り、South Stream の復活である。そうすると、前回同様、事の成否は EU との協議次第となる。

5. ガス需給見通しと米国の対イラン制裁の影響

では、TANAP と TurkStream が 2020 年以降本格稼働すると、トルコの天然ガス需給はどれほど緩和するのだろうか。BP 統計によると、2017 年のトルコのガス消費量は 516 億 m^3 、リラ暴落により景気が減速した 2018 年は 473 億 m^3 だった。二国間長期供給協定では 520 億 5,000 万 m^3 のガスが確保されていたが、全協定量を引き取れない場合もあるため、2017 年の需給はまさにスポットの LNG 購入で切り抜ける綱渡り状態だった。長期供給協定のうち、ロシア西部ライン経由の BOTAS および民間輸入分は 2019 年末で供給を停止、TurkStream による供給に切り替わる予定である (表 3)。これは西部ラインの通過国であるウクライナとロシアの供給協定が 2019 年末で失効するためだ。TurkStream は失効を前提に建設されたウクライナ迂回ルートである ³⁸。

TANAP、TurkStream が加わる 2020 年以降、長期供給協定による供給量は 598 億 m^3 となる。さらに近年、トルコはスポット市場での LNG 調達を増やしており、BP 統計によると 2018 年の調達量は 115 億 m^3 で、日本、中国、韓国、インド、台湾、スペイン、フランスに次ぐ 7 位だった。トルコの今後のガス需要について、オックスフォード・エネルギー研究所 (Oxford Institute for Energy Studies: OIES) は、①政府による国産電源奨励策、②人口増の鈍化、③経済成長の鈍化を考慮すると、2030 年時点で 600~620 億 m^3 と予測した ³⁹。長期供給協定量にスポット市場の LNG を積み増せば、なんとか乗り切れる見通しだった。

しかし米トランプ政権が 2018 年に再開した対イラン制裁により、トルコのガス需給は再び綱渡り状態となる可能性がある。天然ガスは禁輸対象ではないが、金融制裁により決済が困難となる。2019 年上半期のイランからのガス輸入は前年同期比 4.9%減、6 月に限ると

41.5%減である。代わって米国、アゼルバイジャン、アルジェリア、ナイジェリアからの輸入が増えており、特に米国からの LNG 輸入は 4.6 倍増となった。2018 年のイラン産ガスの輸入量は 79 億 S m³で、同年のスポット LNG 輸入総量 51 億 S m³の 1.5 倍に当たる。イランとの長期供給協定は 2026 年まで有効だが、輸入を停止した場合、スポット市場での LNG 調達を倍増させる以外、当面の打開策はないだろう⁴⁰。

第 3 節 地域のエネルギーハブになるには

1. エネルギーハブの条件と意義

地域のエネルギーハブ、それも Transit Hub（エネルギー輸送の経路）ではなく Trading Hub（自国を経由するさまざまなエネルギーの取引所）になるためには、多数の石油・ガスパイプラインの集結、取引の流動性を担保する大規模な貯蔵施設、独立した市場監督者の下で透明性が確保された市場、商品先物取引所と連動した決済システム、多数の市場参加者などが必要だ⁴¹。現在トルコには、イラクとアゼルバイジャンからの石油パイプラインが計 2 本、ロシア、イラン、アゼルバイジャンからの天然ガスパイプラインが計 6 本集結する。

だが天然ガスについて、トルコはハブとなる条件をほとんど満たしていない。TANAP と TurkStream がフル稼働すると、それぞれ 100 億 m³、157 億 5,000 m³の欧州向け「トランジットガス」の輸送が始まり、トルコは初めてガスのトランジット国となる。しかし、トランジットガスを売却する権利は専らアゼルバイジャンとロシアにあり、トルコの関与する余地はない。アゼルバイジャン政府との協定により、TANAP の通過料（Transit Fee）がトルコに支払われることもない。

では、エネルギーハブになる意義とはなんだろうか。最大の利点はエネルギー供給が長期的に保証されることだが、潜在成長力を引き出す契機にもなるだろう。トルコの場合、まず国内ガス市場の自由化とガス貯蔵設備の拡張を急ぎ、合わせてロシアとイランの長期供給協定から仕向け地条項を外すことが必要だ。国内需要を満たすのに十分な量のガスを輸入しつつ、国産電源活用やガス利用効率化を進め、需要の季節変動を利用して余剰ガスを貯蔵し、輸出に振り向けることができるようになれば、Transit Hub から Trading Hub への道筋が見えてくる。Trading Hub になれば、ガスの再輸出やパイプライン通過料だけでなく、ガス取引に付随する金融・物流サービスも外貨獲得に貢献するようになるだろう。トルコ周辺のブルガリアやギリシャ、イタリアも地域のエネルギーハブとなる構想を持っている。こうした国々に先んずるとすれば、東地中海の海底油田開発に成功しつつあるイスラエル、エジプト、キプロスやイラクのクルド自治政府 (KRG) からのガスパイプラインをトルコに集結させることも必要だろう。TANAP にはそのための余剰輸送能力が確保されている。

2. 東地中海と KRG のガス誘致は困難

しかしトルコの AKP 政権とイスラエル、エジプト、キプロスとの外交関係は陰悪だ。キプロスを国家承認していないトルコは、キプロスの排他的経済水域内でのガス探査を「自国大陸棚の領域内」だとして強行、2019 年 7 月に EU から航空協定交渉凍結や欧州投資銀行（EIB）による融資見直し等の制裁が科された⁴²。イスラエルは最も合理的とされるトルコへの海底パイプライン建設を棚上げし、既設パイプライン経由で自国産ガスをエジプトに送り、LNG にして輸出することでエジプトと合意、2019 年 9 月に協定を結んだ⁴³。エジプト沖では 2015 年に東地中海最大の Zohr 海底ガス田が発見され、2017 年から生産が開始された。かつてガス輸出国だったエジプトには、既存ガス田の枯渇で遊休資産となっていたガス関連施設が多数ある。エジプトも輸入に頼っていたガス供給を自国産ガスで賄えるようになり、イスラエルとともに輸出に向けた準備を進めている。東地中海のガスがトルコの Transit Gas となる日は見えない。

トルコは 2013 年 11 月に KRG との間で石油・ガスの長期供給協定に調印した。KRG は完成したばかりの域内パイプラインを既設のキルクーク - ジェイハン石油パイプラインに接続し、日量 40 万バレルの原油を輸出するとともに、トルコとの間に新たなガスパイプラインを敷設して年 200 億 m³ のガスを他の長期供給国よりも低価格で輸出すると決まった⁴⁴。

しかしイラク政府は、イラクの一部である KRG に他国と協定を結んだり、国民の資産である天然資源を輸出したりする権限はないとしてこの協定を認めず、2014 年には KRG とトルコの BOTAŞ を国際商業会議所（ICC）に提訴した⁴⁵。2014 年 6 月に「イスラム国」（IS）がイラク北部のモスルを攻略し、イラク軍が敗走すると、KRG は油田地帯のキルクークの実効支配を開始、KRG 産原油とともにキルクーク産原油もトルコ経由で輸出してきた。だが 2017 年 9 月、KRG が米欧や近隣国の反対を押し切って独立の是非を問う住民投票を実施すると、イラク軍はキルクークに進攻、KRG から油田地帯を奪還した。2014 年以来イラク政府から予算配賦がなく、唯一の収入源だった輸出原油の 4 割を失った上に、油価の大幅下落に直面した KRG は、財政破綻の危機に陥った。

KRG を救ったのはロシアの国営石油企業ロスネフチだった。ロスネフチは原油収入を担保に KRG に 21 億ドルを融資したほか、新たに 5 鉱区の採掘権を 4 億ドルで獲得、さらに 10 億ドルでトルコ向けガス輸出パイプラインの建設を受注、18 億ドルで域内原油パイプラインの株式 60% を買い取った⁴⁶。ロシア政府は KRG の住民投票に対する賛否を明らかにせず、中立を保った。なおロスネフチは、エジプトの海底ガス田開発会社の株式 30% も取得している⁴⁷。

イラク政府は 2018 年 11 月にキルクーク油田からの原油輸出を日量 5 万バレルのペースで再開したが、パイプラインの損傷が激しく、2019 年 8 月にトルコと新たな石油パイプライン建設で合意した。新パイプラインはキルクークのみならず南部バスラからの原油輸送も可能になるという。旧パイプラインで原油輸出を続ける KRG の対応は不明だが、新パイ

プラインも KRG 域内を通過する見込みだという⁴⁸。米国の対イラン制裁によりイランからの石油・ガス輸入停止を迫られるトルコは、代替輸入先の確保を急いでいる。ロスネフチによる KRG のガスパイプラインは 2019 年中に完成見込みで、イラク政府と KRG の対立解消の糸口は見えないままだが、KRG からのガス輸入にトルコは前向きだ。しかし、KRG のガスが TANAP に載って欧州へ到達する日もまた見えてこない。

3. 石油ではすでに Transit Hub

なお、石油に関しては、トルコはすでに Transit Hub として機能している。黒海からボスフォラス・ダーダネルス両海峡経由でタンカー輸送されるロシアやカスピ海沿岸国の原油は、世界の原油供給量の約 3% を占める。アゼルバイジャンからのバクー・トビリシ・ジェイハン (BTC) パイプラインは年間 6,000 万トン、イラク・キルクーク油田および KRG からのパイプラインは年間 7,100 万トンの輸送能力を持ち、搬出された原油はほぼ全量、南東部地中海のジェイハン港から世界中にタンカー輸出されている⁴⁹。

最後に石油市場を概観しておこう。市場自由化は 2003 年の石油市場法 (No.5015) 施行後、2005 年までにトルコ石油精製会社 TÜPRAŞ (トルコ石油精製会社)、Petrol Ofisi (石油製品小売会社) など主要な国営企業の民営化が完了し、2005 年に石油製品の上限価格規制も撤廃されて、概ね完了した。2013 年にはトルコ石油法 (No.6491) の施行により、TPAO (国営トルコ石油会社) が独占してきた上流部門への投資が民間や外資に開放された⁵⁰。

トルコが 2018 年に輸入した原油量は 2,100 万トンで、供給国はイラン 771 万トン (33.9%)、イラク 661 万トン (31.5%)、ロシア 190 万トン (9.0%)、サウジアラビア 176 万トン (8.4%)、クウェート 140 万トン (6.7%)、カザフスタン 121 万トン (5.8%) の順だった。同年の原油生産量は 286 万トンで、国内供給量の 13.6% だった。

トルコは、米国によるイラン原油禁輸措置を日本など 7 カ国とともに 180 日間猶予されていたが、2019 年 5 月 2 日に期限を迎えた。2019 年上半期のイランからの原油輸入は前年同期比で半減、シェアも 14.9% まで低下した。ただし 5~6 月も輸入は続いている。代わって、ロシア、カザフスタン、ナイジェリア、リビア、アゼルバイジャン、トルクメニスタンからの輸入が増加している⁵¹。

おわりに

「資源小国」トルコのエネルギー政策の目標である①安定供給、②国産資源活用、③市場自由化は、電力市場において多少の番狂わせはあっても順調に達成された。国際市況で需給と価格が決まる石油については、市場自由化もハブ機能の獲得も早かった。一方、石油ほど輸送や調達が容易ではなく、価格形成に不透明さが残る天然ガスについては、ほぼ 100% 輸

入に依存していることもあり、目標達成に手間取っている。しかし、天然ガスの安定供給と市場自由化を地道に進めることで、エネルギーハブの機能は自ずと備わってくるだろう。BOTAŞ や民間企業が整備・拡張を進める送ガス網や貯蔵施設は、国内ガス需要の伸びが鈍り、世界的にガス供給が過剰になる 2020 年代以降、余剰ガスの受け皿として重要性を増すだろう。一方、トルコのエネルギー政策にはそこかしこに「ロシアのくさび」が打ち込まれている。トルコのロシア産ガス輸入量は独、伊に次いで 3 位だ。BOO 方式の原発、3 本のガスパイプライン、ガス調達先として期待した東地中海や KRG にもロシアの資本が投下され、「どのドアを開けても違う服を着たロシアがいる」状態だ⁵²。逆にロシアからすると、トルコは欧州ガス市場のシェアを死守するために必要不可欠な橋頭保である。トルコも大量のロシア産ガスを集めることで、価格交渉力と Transit Hub としての存在感を高めることができる。「ロシアのくさび」を徹底的に利用できるかどうか、トルコの正念場である。

¹ Ministry of Energy and Natural Resources (MENR), General Directorate of Energy Affairs, *2017 YILI ULUSAL ENERJİ DENGİ TABLOSU*.

² International Energy Agency (IEA), *IEA Global Headline Energy Data* (2018 edition).

³ British Petroleum, *BP Statistical Review of World Energy*, June 2019.

⁴ The World Bank, *Turkey's Energy Transition: Milestones and Challenges*, July 2015. 電力、天然ガス、石油市場の自由化詳細はほぼ同書の記述に依拠している。

⁵ EPİAŞ (Turkish Energy Exchange), *Annual Report 2017*.

⁶ IEA, *Energy Policies of IEA Countries Turkey: 2016 Review*, P10.

⁷ これまでの経験から、トルコではピーク需要を 35%以上上回る発電容量確保が必要とされる。The World Bank 前掲書、P31。

⁸ TÜSİAD and The Boston Consulting Group, *Sürdürülebilir Gelecek İçin Sürdürülebilir Enerji*, April 2018.

⁹ “İlk 500'deki CW Enerji de konkordato ilan etti,” Diken, October 26, 2018.

“Palas İnşaat ve Galata Akaryakıt iflas etti, Yüksel Enerji konkordatoya gitti,” Sendika.org, February 14, 2019.

¹⁰ “Once darling of foreign investors, Turkey's power market struggles,” Reuters, September 10, 2018.

¹¹ The Investment Office of the Presidency of the Republic of Turkey, *“Turkey's Renewable Energy Market and Investment Opportunities,”* April 2018.

¹² “Wind tenders completed in Balıkesir, Çanakkale and Aydın,” Hürriyet Daily News, May 30, 2019.

¹³ “Turkey aims to boost clean energy deployment,” Hürriyet Daily News, August 26, 2018.

¹⁴ Ministry of Energy and Natural Resources, *2015-2019 Strategic Plan*.

¹⁵ IEA 前掲書、P98。

¹⁶ Simone Tagliapietra, “A New Strategy for EU-Turkey Energy Cooperation,” *Turkish Policy Quarterly*, Vol.17, No. 3, Fall 2018.

¹⁷ Aaron Stein, “Turkey's Nuclear Program: Challenges and Opportunities,” *Issue Brief*, December 2016, The Atlantic Council.

¹⁸ 第 1・第 2 基発電量の 70%、第 3・第 4 基発電量の 30%を固定価格で買取保証。16 年目以降は廃炉まで共同出資会社の利益の 20%がトルコ政府に支払われる。

The World Bank 前掲書、P.39。

¹⁹ IEA 前掲書、P.183。

International Atomic Energy Agency (IAEA), *Turkey: Country Nuclear Power Profiles* (Updated 2018).

-
- ²⁰ Stein 前掲論文。IAEA 前掲ウェブサイト。政府間協定によれば、使用済み核燃料の処理費用および廃炉費用として、それぞれ 1kWh 当たり 0.15 米セントが積み立てられる。
- ²¹ “Russia starts building Turkey’s first nuclear power plant,” World Nuclear News, April 3, 2018.
- ²² 大鹿靖明「トルコ原発輸出断念、今井尚哉の敗北」、論座、2018 年 12 月 16 日。
- ²³ Stein 前掲論文。
- ²⁴ 「原発輸出拡大に弾み トルコで建設、政府間合意 「震災」乗り越え逆転受注 中国勢の攻勢かわす」、日本経済新聞電子版、2013 年 5 月 4 日。
- ²⁵ 論座前掲記事。
- ²⁶ IEA 前掲書、P83、P121。
- ²⁷ The World Bank 前掲書、PP. 127-141。
- ²⁸ T.C.Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), *Turkish Natural Gas Market Report 2018*.
- ²⁹ IEA 前掲書、P.103。
- ³⁰ 二国間であらかじめガスおよび LNG の引取量を取り決め、実際の引取量がそれを下回っても、買取国は取り決めた量の全額を支払う義務を負うと定めた条項。
- ³¹ ガスおよび LNG 買取国に対し、余剰が出た場合でも他国への転売を禁ずる条項。
- ³² Gulmira Rzaeva, “Gas Supply Changes in Turkey,” The Oxford Institute for Energy Studies, January 2018.
- ³³ パイプライン計画の名称はヴェルディ作のオペラ「Nabucco」由来。同プロジェクトに参画する 5 カ国のガス会社首脳がパイプライン建設で合意した後、ウィーン国立歌劇場で同オペラを鑑賞したことから名付けられたとされる。
- ³⁴ 2007 年に開通したトルコ・ギリシャ間ガスパイプライン (ITG) をイタリアまで延伸しようというプロジェクト。未だ実現していない。
- ³⁵ “Belgrade announces Serbian TurkStream section construction soon”, Tass, April 15, 2019.
- ³⁶ “Bulgaria to complete TurkStream branch before end of 2020,” Tass, June 26, 2019.
- ³⁷ “Second line of TurkStream to pass through Bulgaria, Hungary, and Serbia,” Tass, July 26, 2019.
- ³⁸ TurkStream の欧州ルートの選択肢として、「③西部ラインの逆送」を提案する識者もいたが、ロシアが決して受け入れられない発想だろう。
- ³⁹ Gulmira Rzaeva, “Turkey’s Gas Demand Decline: Reasons and Consequences,” The Oxford Institute for Energy Studies, April 2018.
- ⁴⁰ EPDK, *Doğal Gaz Piyasası Sektör Rapor*, Ocak-Haziran 2019.
- ⁴¹ Melanie Kenderdine, “The Importance of Natural Gas to Turkey’s Energy and Economic Future,” *Turkish Policy Quarterly*, Vol.17, No. 3, Fall 2018.
- ⁴² Council of Europe, “Turkish drilling activities in the Eastern Mediterranean: Council adopts conclusions, July 15, 2019.
- ⁴³ “Israel to start exporting natural gas to Egypt as last obstacle is removed,” Al Monitor, September 25, 2019.
- ⁴⁴ “Erbil-Ankara oil agreement threatens Iraq’s unity,” Al-Monitor, December 15, 2013.
- ⁴⁵ “Iraq files arbitration request against Turkey over Kurdish oil,” Reuters, May 24, 2014.
- ⁴⁶ “What did Russia get from its KRG gamble?” Al-Jazeera, April 15, 2019.
- ⁴⁷ “Eni sells 30% stake in Egyptian gasfield to Rosneft,” Financial Times, December 13, 2016.
- ⁴⁸ “Iraq to construct new oil pipeline from Kirkuk to Turkey,” Kurdistan24, August 28, 2019. “New pipeline in works to transport Iraqi oil to Turkey,” Al-Monitor, September 18, 2019.
- ⁴⁹ IEA 前掲書、PP.81-82。
- ⁵⁰ IEA 前掲書、PP.71-88
- ⁵¹ EPDK, *Petrol Piyasası Sektör Rapor*, Ocak-Haziran 2019.
- ⁵² “Turkey’s reconciliation with Putin spurs new power projects,” FT, June 26, 2019.

第 8 章 石油、移民、権威主義 ー湾岸アラブ諸国の安定性をさぐるー

宇都宮大学 国際学部
准教授 松尾 昌樹

はじめに

湾岸アラブ諸国（クウェート、バハレーン、オマーン、カタル、アラブ首長国連邦、サウジアラビア）は、石油輸出国として知られている。同時に、権威主義的な君主制国家であり、多くの移民¹が滞在する移民国家であるという点で共通も共通しており、これらは世界的に見ても突出した特徴となっている。筆者はこれまで、この 3 点それぞれが相互に影響を与えあうことで、湾岸アラブ諸国の政治・経済・社会の安定が生まれていると主張してきた（例えば、松尾 2010）。本稿では、特に石油輸出が権威主義体制をより強固にするという傾向を説明する理論であるレントィア国家仮説と、多くの移民の政治・社会の安定を現出する支えとして活用するエスノクラシー体制という二つの理論的枠組みについて、近年の研究成果を踏まえて取りまとめるを行う。

本稿の構成は以下の通りである。まず第 1 節において湾岸アラブ諸国の現状を概観し、権威主義や移民に関する基本的な概念を整理する。続く第 2 節において、レントィア国家仮説における「レント」の定義を確認し、その機能を財政面から整理する。第 3 節ではエスノクラシー体制について、まず理論的枠組みを解説し、続いてサウジアラビアの労働市場に関する具体的な事例に基づいて、この理論の妥当性を確認する。最後に、第 4 節において全体のまとめを行う。

第 1 節 湾岸アラブ諸国の概要

湾岸アラブ諸国は石油輸出国として有名であるが、同時に権威主義体制を長らく維持させているグループとしても、また世界最大の移民受け入れ地域としても突出している。湾岸アラブ諸国は、経済（石油輸出）、政治（権威主義体制）、社会（移民国家）という国家を成り立たせる基本 3 要素がいずれも他には見られない特徴を有しているが、この 3 要素は相互に絡み合って政治的・社会的安定を生み出している。ここでは、以下に権威主義体制と移民国家に焦点をあてながら、これら 3 要素の関係を説明しよう。

1. 権威主義体制

湾岸アラブ諸国の統治体制は権威主義体制であると考えられている。しかし、ある国の政治体制を民主主義的である、あるいは権威主義的（非民主主義的）であると評価することは容易ではない。一般的に、観察対象を評価する際には、その対象を詳細に分析することと、他の対象との比較を通じてその対象が有する特徴の程度を見極めるという二つの方法が採用されている。本稿でも、この二つの方法を元に湾岸アラブ諸国の政治体制について確認する。

当該国が民主的であるか否かを判断する基準に、普通選挙制度がある。湾岸アラブ諸国で国政に関する普通選挙を導入しているのはクウェート、バハレーン、オマーンの三カ国であり、UAE では被選挙権・選挙権ともに政府の認定した人物にのみ付与される。カタールとサウジアラビアでは導入されていない。普通選挙制度導入している国々でも、首相の任命権限は君主が保有しており、その他の閣僚の任命は首相の権限で行われる。このため、仮に選挙で議員の大半が政府を批判する議員で構成されたとしても、首相が君主の任命した人物である以上、君主を批判する内閣が成立する可能性は低い。つまり、国民が政府に与える影響力は、一般的な民主主義国と比べて非常に小さい。この点に注意して、クウェートを例にもう少し詳しく議会制度を見てゆこう。

クウェートでは 20 歳以上の国民に国会の選挙権・被選挙権が認められており、選挙は透明性を持って適切に行われているものの、議院内閣制は採用されず、議会ではなく国王が首相を任命し、首相が閣僚の任命権限を持つ。首相は総議員数（50 名）の 3 分の 1（16 名）を超えない範囲で閣僚を任命可能であり、その中に最低 1 名の議員を含むことが義務付けられている。このため、議員のほぼ全てが政府と対立していても、国王は親政府派の内閣を組閣することが可能である。つまり、クウェートでは選挙があるものの、国民が選挙を通じて反体制派の内閣を組織することはほぼ不可能である。また、上記の通り首相は 15 名を議会外から閣僚に任命することが可能であるが、閣僚にも法案採択のための投票権が認められている。このため、規定では過半数の賛成があれば法案は採択されるが、ここでいう過半数は議員数 50 名の過半数である 26 名ではなく、50 名に上記の 15 名を加えた 65 名の過半数、つまり 33 名以上である。仮に議会が政府と対立する法案を成立させようとする場合、投票権を持つ 65 名から閣僚 16 名を除いた 49 名の中から 33 名の賛成票を獲得しなければならず、これは 49 名の中の 67%に相当する。これに対して、政府が自身に有利な法案を成立させようとする場合、過半数の 33 票を獲得するためには議員 49 名の中の 17 名を閣僚 16 名に加えるだけでよく、これは 49 名のおよそ 14%に過ぎない。さらに、クウェート首長（国王）は議会が成立させた法案を差し戻す権限を有しており、議会がこの法案を再可決するためには 3 分の 2 以上の賛成（45 名）が必要となる。これを達成するためには議会側は 49 名中の 45 名、つまり 92%を味方につける必要があるが、これに対して政府側はわずか 6 名（約 12%）を味方につけるだけでこれを阻止できる。クウェートでは政党が禁じられているため、議会での投票行動における党議拘束もなく、各議員が一致して政府に抵抗す

ることが容易ではないことを考慮すると、クウェートの議会は立法や行政に民意を反映させることが困難な制度、つまり非民主的な制度であると判断できる。

湾岸アラブ諸国はいずれも君主制国家であり、国家元首の地位は特定の家系（支配家系）内部で相続される。サバーハ家（クウェート）、サウード家（サウジアラビア）、サーニー家（カタール）などがこれにあたる。行政は国家元首が単独で行うのではなく、現在は近代的な行政機構が整備されており、日本と同様に省庁とその長である大臣が、首相の意向を受けて行政を実行する。たとえ君主が存在していたとしても、行政に国民が参加していれば、それは民主主義的な君主国と評価される。民主主義的な君主制度に与えられる名称に、「立憲君主制」があり、バーレーンやクウェートは憲法を有し、また選挙を通じた議会を有することから自国の体制を立憲君主制と呼び、また一部の研究者には両国を立憲君主制と呼んでその民主主義的特徴を評価するものもある。しかし、上記のように行政府に対して民意をほとんど反映させることができない以上、その実態は「立憲君主制」という用語から想起されるような民主主義的統治とは大きく異なる。そもそも、憲法とは行政府を含む国家の権限を統制するものであるが、憲法によって君主が行政府に決定的な影響を与えることが認められ、国民がこれを統制できない以上、理念的側面からも立憲君主制とは認めがたい。

表 1：湾岸アラブ諸国の統治体制への評価

	Freedom Rating (2018)	Polity2 (2017)
クウェート	5.5	-7
バーレーン	6.5	-10
カタール	5.5	-10
UAE	6.5	-8
オマーン	5.5	-8
サウジアラビア	7	-10

出所：Polity IV Project (2019); Freedom House (2019)を元に、筆者作成

では、湾岸アラブ諸国の統治制度は、国際的な比較の中ではどのように位置付けられるのだろうか。比較政治学や国際政治学で一般的に参照されている民主主義指標の代表的なものに、国際 NGO の Freedom House による Freedom Rating や、Polity IV Project による Polity Score (Polity 2)がある。それらを参照すると、湾岸アラブ諸国の統治体制はいずれも権威主義的であると評価されていることがわかる。Freedom Rating は、1(Most Free)から 7(Least Free)に 0.5 ずつ段階づけられた指標であり、本稿執筆時で最新版の 2018 年データは 210 カ国から構成され、平均値は 3.38 である。これに対して、湾岸アラブ諸国の平均値はおよそ 6.0 であり、国際的に見て明らかに権威主義的である。Polity 2 は、-10(Authoritarian)から 10(Democracy)に 1 ずつ段階付された指標であり、本稿執筆時で最新版の 2017 年データは 167 カ国を対象とし、平均値は 4.13 である。これに対して湾岸アラブ諸国の平均はおよそ -8.8 であり、やはり明らかに権威主義的である。

2. 移民受け入れ

次に、湾岸アラブ諸国における移民受け入れ状況を確認する。湾岸アラブ諸国は、世界でも類を見ないほどの移民吸収力を誇る。これを、まずグローバルな移民の流れを出身地と目的地から確認しておこう（表 2）。目的地で見ると、アジアとヨーロッパに向かう移民がそれぞれ、世界中の移民の 3 分の 1 を占める。出身地域で見るとアジアが 4 割と突出している。域内移動では北米やヨーロッパがそれぞれ 73%、66%と多く、それに比べてアジアは 60%とやや少ない。これらのことから、アジア出身の移民は世界の 4 割強を占め、そのうちの 6 割はアジア域内で移動しており、それ以外の地域からアジアを目指す人々と合わせると、アジアは全世界の移民の 3 割を吸収する一大移民地域である、ということがわかる。アジア移民の人口増加率がヨーロッパや北米に比べて高いこと、またアジア地域の経済成長も同様に高いことを考慮に入れば、21 世紀の移民現象ではアジアが中心となることが確実である。

表 2：出身地・目的地別の国際移民の人口と割合（2017 年）

(100 万人、%)

	アフリカ	アジア	ヨーロッパ	北米
目的地	21 (9.3%)	75 (33.4%)	76 (33.9%)	54 (24.1%)
出身地	34 (14%)	104 (43%)	62 (25%)	4 (2%)
域内移動	18 (52%)	62 (60%)	40 (66%)	3 (73%)

出所：UNDESA 2016 を元に、筆者作成

表 3：アジアにおける国際移民（2015 年）

(人、%)

主要目的地	移民ストック人口（人）	割合（%）
アジア合計	75,081,125	100.00
西アジア	38,119,524	50.77
湾岸アラブ諸国	25,383,962	33.81
バハレーン	704,137	0.94
クウェート	2,866,136	3.82
オマーン	1,844,978	2.46
カタール	1,687,640	2.25
サウジアラビア	10,185,945	13.57
アラブ首長国連邦	8,095,126	10.78
東南アジア	9,867,722	13.14
東アジア	7,596,693	10.12

出所：UNDESA 2015 を元に、筆者作成。

西アジア地域はアジア全体の移民のおよそ半数を吸収していることはあまり知られていない。その中でも、湾岸アラブ諸国はアジア全体の移民の 3 割強を吸収する一大移民地域であり、サウジアラビア一国が吸収する移民人口は東アジア全体が吸収する移民をはるかに超え、東南アジア全体が吸収する移民よりもやや多い（表 3）。このように、湾岸アラブ諸国はアジアにおける移民現象の中心にあり、現在および将来のグローバルな移民現象を考える際には、まず注目されるべき地域である。湾岸アラブ諸国は非常に人口規模の小さい国に、莫大な石油輸出収入が流れ込むという特殊な状況にある。莫大な富が国内経済に投資されることで急激に労働力需要が高まったものの、元来の人口規模が小さい湾岸アラブ諸国では十分な労働力を供給することができず、労働力不足が発生して国外の余剰労働力を引きつけることになった。この結果、人口に占める移民割合が世界でも稀に見るほど高い地域となったのである。

第 2 節 レンティア国家仮説²

1. レンティア国家仮説の枠組み

石油経済と権威主義体制の関係を説明する理論に、レンティア国家仮説がある。経済学ではレント(rent)とは、価格から生産費用を除いた部分を指す。これは利益に等しいが、一般的な財の利益は競争を通じて減少するが、特殊な財では競争が発生しないために、大きな利益が残される。こうした特殊な利益をレントと呼ぶ。例えば、関税は輸入品から国内生産品を保護し、これによって国内生産品の生産者は輸入品との競争による利益の減少を免れる。また土地は需要に応じて供給を拡大させることが不可能なので、土地を生み出す競争によって利益が減少することが少ない。特に土地のような希少性を有する財を希少財と呼び、石油はその代表例である。レンティア国家とは、歳入をレント収入に依存する国家を指し、このレント収入を国民に配分することで、国民の忠誠を獲得する国家を指す。レンティア国家仮説では、レント収入が有する「外生性」、「非稼得性」「政府収入」の 3 要素に注目する。「外生性」とは、レント収入が当該国の国内の経済活動とは関係なく発生すること意味する。石油輸出収入の対価は国外から流入するものであり、その規模は石油輸出国の経済状況とは関係なく、石油輸入国の経済状況に影響を受ける。このことは、財政を石油レントに依存する国家では、石油輸出国の国内経済が全くの低迷状態にあっても、それとは関係なく、海外からもたらさせる利益を活用することが可能であることを意味する。「非稼得性」とは、石油輸出国の国民にとって石油輸出収入が棚ぼた式の利益であることを意味する。石油輸出国において石油生産に関与する労働力は全体のごく一部に過ぎないため、海外から流入する石油輸出収入によって国内経済が潤ったとしても、それはほぼ全ての労働者にとって、自分の労働の対価ではなく、お恵みとなる。「政府収入」とは、石油輸出国が国营石油会社

を通じて石油の利益を直接政府に流入させることを指す。石油を輸出する民間石油会社の利益に対する税金に政府が依存するのであれば、財政に対する民間石油会社の影響力は大きくなり、政治エリートは政治権力の独占、ひいては権威主義の持続が困難となるだろう。

2. 財政からのアプローチ

このように、「外生性」「非稼得性」「政府収入」の3点を満たす収入を獲得した政府は、国内経済への課税の必要性を減少させる。これは二つの効果を持つ。一つは財政民主主義の衰退であり、歳入の税への依存を減らすことができれば、それだけ支出に対する説明責任が減少する。国民の政治参加の背景には、国民が支払った税の使い道に対して、政府に対して国民が意見を表明し、さらには支出計画の策定に国民が参加する、すなわち政治参加を要求するという論理が存在する。税依存の低下はこの論理を破綻させる。国民の労働の対価ではない、国民経済とは関係のない収入に対して、国民が説明責任を求める根拠は薄らぐ。第二に、税金への依存を低下させるということは、仮に財政規模が一定の場合、減税を意味することになる。石油レントのように規模の大きな収入であれば、たとえ財政規模が拡大したとしても、同時に減税を実施することが可能となる。

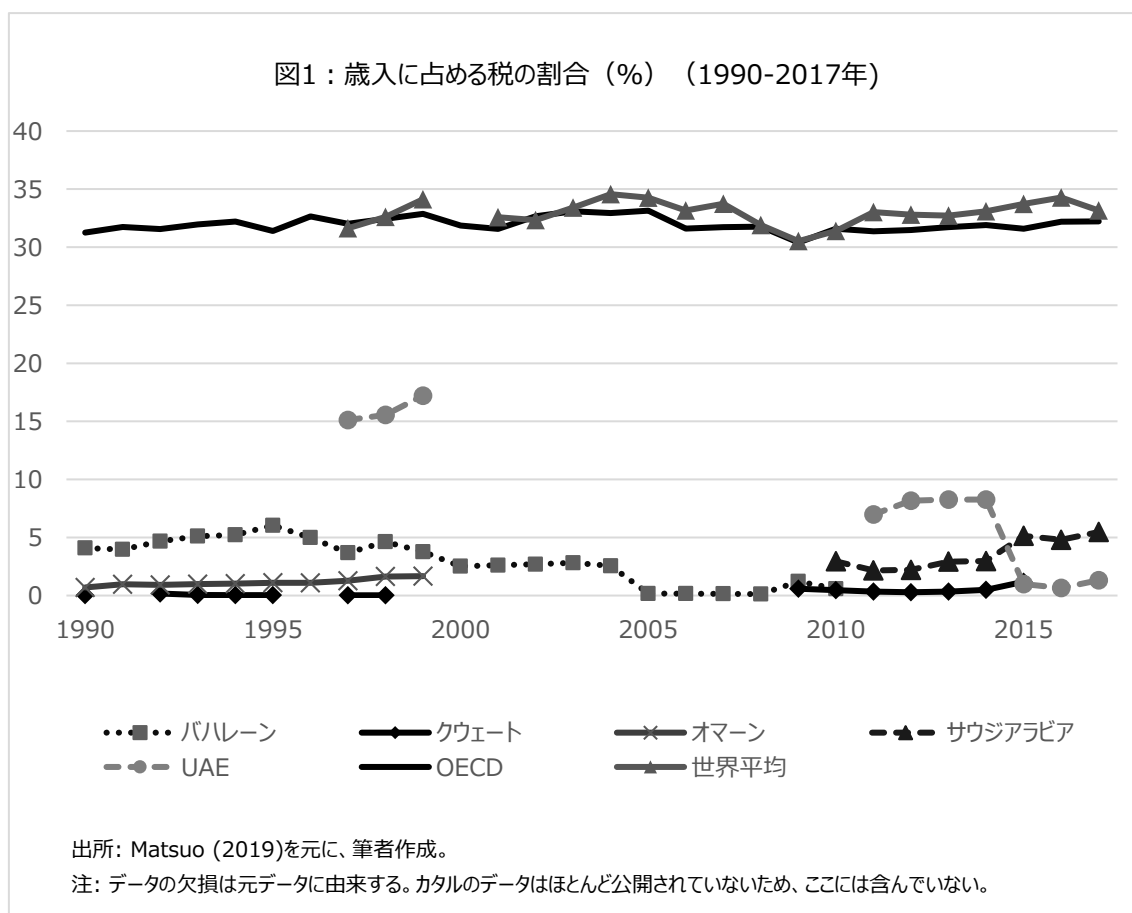


図1は、歳入に占める税収の割合を、湾岸アラブ諸国と世界平均、およびOECD諸国平均と比較したものである。UAEは他の湾岸アラブ諸国と比べて90年代には15%台と高いが、それでも30%から35%の間で推移している世界平均およびOECD諸国平均の半分程度であり、2000年代になると他の湾岸アラブ諸国と同等の水準まで低下している。他の湾岸アラブ諸国は概ね5%以下で推移しており、クウェートやバハレーンでは1%を下回る。湾岸アラブ諸国における所得税、法人税収入が世界比較において非常に低いことが明らかである。

減税は為政者が国民からの支持を獲得する有効な手段である。またレンティア国家においては、支出は国民から徴収した税の「再配分」ではなく、税によらない富の「配分」であり、国民から見ればこれは贈与と区別ができない。レンティア国家は減税と支出拡大（贈与）という二つの政策を同時に実行することで、国民からの支持を効果的に獲得しているのである。こうした国では、統治体制が権威主義的であろうと、国民は為政者を支持する。レンティア国家である湾岸アラブ諸国で権威主義体制が持続するのは、この仕組みによって説明される。

第3節 エスノクラシー論

1. エスノクラシー論の概要

クウェート、カタール、UAEでは人口規模においても、また全ての湾岸アラブ諸国では労働力において、移民の方が自国民を上回る状況が発生した。現在の湾岸アラブ諸国では、移民労働者への経済的依存は非常に大きく、移民なしで経済活動は成り立たない。にもかかわらず、移民と国民の間には膨大な経済格差が存在する。国や職業によって様々だが、例えばサウジアラビアの労働統計（2016年）によれば、国民と移民の賃金格差は民間部門の平均賃金では石油・鉱物分野で格差が最も小さく2.68倍、通信・運輸分野が最も大きく6.03倍となっている（表4）。民間企業がサウジアラビア人に多くの賃金を支払うのは、彼らの労働生産性が高いからではなく、高賃金を要求するサウジ人労働者を雇用する義務が課せられているからである。相対的に貧しい国からやってくる移民の期待賃金は、受け入れ国の賃金水準から見れば相当に安い。受け入れ国の労働市場での賃金低下を招く。国民が民間部門で安い移民労働者と競合すると敗北してしまうため、サウジアラビア政府は民間企業の従業員数や産業分野に応じて各企業が雇用しなければならないサウジ人労働者数を定めており（ニターカート制と呼ばれる）、この割当を満たすことができない企業には、新規移民労働者用のビザ発給を停止するなどの罰則が適用される。民間部門がサウジ人労働者に支払う高い賃金は、移民労働者の賃金を低下させることで埋め合わせされる。

このように大きな経済格差が存在しながら、また経済活動を完全に移民に依存しながら、

数で勝る移民が連帯して待遇改善を要求することは、これまでほとんど発生してこなかった。これまでも建設労働者がストライキを行うことはあったが、他の移民労働者までも巻きこんで全国的に拡大するような事態はない。これは湾岸アラブ諸国を特徴付ける奇妙な現象である。

表 4：サウジアラビア民間部門における国民と移民の平均賃金（2015 年）

職業分類	平均賃金（サウジヤル）		格差（倍） (a) / (b)
	サウジ人 (a)	移民 (b)	
農業	3871	757	5.11
石油・鉱物	12838	4784	2.68
製造	5489	1369	4.01
電力・ガス・石油(utilities)	8947	4712	1.90
建設	3660	670	5.46
小売	3918	1168	3.35
通信・運輸	6592	1094	6.03
金融・保険・不動産	8500	2102	4.04
コミュニティー・サービス	4254	1479	2.88
合計	4967	1154	4.30

出所：Wizāra al-‘Amal (al-Mamlaka al-‘Arabiya al-Su‘ūdiyya) (2015)を元に、筆者作成。

この奇妙な現象を説明するカギが、湾岸アラブ諸国に見られる特殊な統治体制—エスノクラシー—である。エスノクラシー（ethnocracy）とは、ウガンダにおける民族別統治（民族的相違が支配集団と被支配集団の分断を形成する統治制度）を研究したマズルイ（A. Mazrui）が 1975 年に彼の著作である *Soldiers and Kinsmen in Uganda: Making a Military Ethnocracy* で最初に提唱した概念である。エスノクラシーはウガンダ以外にも広く見られ、例えばかつて南アフリカで施行されていたアパルトヘイト（人種隔離政策）は、人種に基づいて統治集団と被統治集団を区別するエスノクラシーである。この概念を湾岸アラブ諸国の一つ、クウェートに適用して分析を試みたのがロングヴァ（A. N. Longva）であり、彼女はクウェートを国籍に基づくエスノクラシー（国籍保有者が統治者であり、移民が被統治者である統治形態である）とした。クウェートをはじめとする湾岸アラブ諸国では、上記の通り国民と移民の間の格差が大きい、これは国民と移民の間の分断を強調するだけでなく、国民内部に存在する分断を隠蔽する効果を持つ。例えば、第 1 節で解説した通り、クウェートでは行政権限は君主を頂点とするその血縁一族（支配家系）に独占されており、一般国民がそこに加わることはできない。また、財界においても古くから活動している財閥が力を持っており、新しいビジネスエリートがそこに加わることはできない。政治・経済的にエリートと一般国民の間には超えることのできない大きな断絶が横たわるが、しかしクウェート全体で見れば、国民と移民の間の格差がより可視化されており、一般的な国民は自分たちを政治的・経済的に周縁化させられた存在とは考えず、むしろ移民に対して特権的な地位にあると理解する。

2. カファール制

近年は制度改革が検討されているものの、バハレーンを除く湾岸アラブ諸国では、カファール制と呼ばれる移民管理制度が存在する。カファール（kafala）とは、保護者を意味するカフィール（kafil）に由来する制度で、元来は外国人が自国に滞在する際にその身元保証を行うという行為を指し、一般的に外国人が湾岸アラブ諸国に観光目的などではなく、労働等のために長期滞在する際には、カフィールによる身元保証が必要となる。具体的には、滞在ビザの発給手続きを移民自身ではなく、カフィールが行う。労働目的の滞在のために移民労働者が湾岸アラブ諸国で滞在ビザを取得するためには雇用契約の存在が前提であるが、多くの場合は雇用者がカフィールとなってビザ発給手続きを行う。雇用者の側には契約で定められた期間が終了する前に移民を解雇する権利が残されていることが多く、解雇されると自動的に滞在ビザが失効してしまうため、移民労働者は雇用者に対して常に従属的な地位に置かれている。移民労働者は、雇用者の過大な要求を受け入れる傾向にあり、結果的に契約外の労働や賃金削減等の契約違反が横行する。契約解除を恐れるあまり、自身の待遇改善を申し出ることはない。

湾岸アラブ諸国に初めて渡航する移民は、労働契約を渡航前に締結するのが一般的であり、そこで決められる賃金は移民の出身国の経済状況に応じて魅力的な金額に設定されている。移民の出身国が様々であるため、たとえ同じ労働内容だとしても、提示される賃金は移民の出身国によって異なる。このことは、移民が渡航した後、同じ職場で、同じ労働を行いながら、国籍の違いによって賃金が異なるという経験をすることになる。このような移民の出身国で分割された労働市場は、移民が連帯して待遇改善を行うインセンティブを低下させるであろう。賃金の高い国から来た移民が、より賃金の低い移民の待遇を改善させる行為は、前者にとって直接的な利益はなく、むしろコストのみが存在する。コストを負担するよりも、むしろ国籍別の賃金格差によって発生している利益を享受する方が合理的である。つまり、移民は連帯よりも、移民間での分断状況を強化しようとする。

3. 短期滞在の罠

湾岸アラブ諸国の雇用契約は、期限付きのものと特に期限を定めないものの2種類が存在する。多くの契約は期限付きで、契約期間は2年程度が一般的である。短期滞在移民にとって、受け入れ国の社会に同化するコストは非常に高い。なぜなら、2年後に帰国する際に、それまで支払った同化コスト（言語習得、文化理解、受け入れ国社会との人脈づくり、地域コミュニティへの参加）は無に帰すからだ。東南アジア諸国を歩くと、湾岸アラブ諸国からの帰国移民が始めたと思われる中東料理店を見かけることがある。これは現地に同化することで得た知見を帰国後に役立てているのだろうが、こうした事例は帰国移民全体の中で決して多数派ではない。帰国してしまえばかつての雇用者との関係はもとより、同僚との関

係もなくなる。移民として湾岸アラブ諸国で働き始めた人物の隣に座っている同僚が、通常であれば少なくとも 2 年以内には契約が終わって帰国を選択する可能性があることを、移民は皆知っている。

このような状況では、移民は、受け入れ国の国民との交友関係を構築するインセンティブは極端に低下する。これは移民の側だけでなく、国民の側でも同様である。湾岸アラブ諸国の国民が移民との格差を放置し、カファール制で従属的な立場に置くのは、単に人権意識の低さに還元できない。むしろ、長期的に一つの社会を構成する仲間として移民を捉えていないために、移民を国民の社会に包摂するためのコストを支払う動機がないのだ。このような社会的な関係の欠如は、国民と移民の間に限定されない。国籍の異なる移民との間にも発生する。フィリピン出身とインドネシア出身の移民はともに湾岸アラブ諸国では「移民」に分類されるが、フィリピン出身の移民はフィリピン出身の移民とのみ、インドネシア出身の移民はインドネシア出身の移民とのみ、社会的関係を構築しようとする。これは、単に母語が通じるからではない。受け入れ国で作上げた関係が帰国後にも活用できる可能性があるのは、同じ国籍の人間だけだからで、湾岸アラブ諸国で社会的関係を作り上げるコストを回収できる見込みがあるのは、同じ国籍の人間だけだからだ。このように、湾岸アラブ諸国では国民と移民だけでなく、移民もその出身国によって、分断状況にある。国籍ごとに社会的関係が作られ、それがバラバラに交わらずに存在している社会、それが湾岸アラブ諸国の移民社会である。

移民の全てが一度きりの契約で帰国するとは限らず、中には契約を更新するものもあるだろう。その場合、移民はより長く滞在する。移民の滞在期間に関するデータはほとんど存在しないが、例外的にこれを公表しているクウェートによれば、移民のおよそ 4 割程度が 5 年以内に帰国しており、10 年以内に帰国する移民は 6 割を超える。一方で残りの 3 割強の移民は 10 年以上滞在していることになる（表 5）。

表 5：移民の滞在期間別人口と割合（クウェート、2005 年）

滞在期間（年）	人口（人）	割合（%）
5 年未満	567,131	42.5
5-9	280,867	21.1
10-14	226,533	17.0
15-19	71,174	5.3
20 年以上	187,622	14.1
合計	1,333,327	

出所: Central Statistical Bureau (Kuwait) 2005

移民労働者の契約更新状況を裏付けるデータは見つかっていないが、長期滞在移民のかなり多くの部分が、単位契約を更新し続けている、「長期滞在化した短期滞在者」だと思われる。国籍を超えた社会関係の欠如は、このような「長期滞在化した短期滞在者」にも同様に当てはまる。なぜなら、滞在が長期化しているとはいっても、それは結果的に長期化したに過ぎず、基本的には短期契約で滞在しているため、2年ごとに契約が打ち切られる不安に常にさらされており、長期的な視野に立って受け入れ国での生活を作ることができないことには変わりがないからだ。

4. 低技能労働者への依存

エスノクラシーが移民に依存する湾岸アラブ諸国の政治的・経済的・社会的安定の鍵であるとしたら、それはいつまで継続されるのだろうか。これは第一に、湾岸アラブ諸国の賃金で満足する労働者の供給力に依存する。現在の湾岸アラブ諸国で雇用されている移民労働者の大半はインド人であるが、インドの経済成長が継続して余剰労働力が国内で吸収される、あるいはインド経済が湾岸アラブ諸国の水準を超えるようなことがあれば、労働力は湾岸アラブ諸国に供給されなくなるだろう。そうなったときに、インドよりも貧しい国で、インドと同程度の労働力供給力を持つ国があれば、エスノクラシーは継続されうる。インド程の巨大な労働力供給を一カ国でまかなうことは現実的ではなく、おそらく複数の国からの労働力供給を組み合わせることで、湾岸アラブ諸国は問題に対処するだろう。第二に、湾岸アラブ諸国が多くの移民を引き寄せることが可能なほどの経済水準を維持する能力にかかっている。現状では、湾岸アラブ諸国の経済成長は石油価格に左右されている。石油輸出に依存していない一般的な経済では、一国の経済成長には労働生産性が大きな影響を与えると考えられる。そのような経済構造を持つ国が移民を受け入れる際には、より高い生産性が期待される高技能移民をひきつけようとする。これとは対照的に、湾岸アラブ諸国の経済成長は石油に牽引されてきており、移民も低技能移民が大半を占める（表6）。

表6：教育水準別移民数と割合（サウジアラビア、クウェート、カタール 2015-2016年）

	高等教育以上	高等教育未満	合計
サウジアラビア（2016）	882,565 人(16.8%)	4,367,387 人（83.1%）	5,249,952 人
クウェート（2015）	274,316 人(18.9%)	1,175,497 人（81.1%）	1,449,813 人
カタール(2015)	342,772 人(18.5%)	1,512,393 人（81.5%）	1,855,165 人

出所：General Authority for Statistics (Saudi Arabia) (n.d.), Central Statistical Bureau (Kuwait) (n.d.), Mistry of Development Planning and Statistics (Qatar) (n.d.)を元に、筆者作成

湾岸アラブ諸国が低技能移民に偏っているのは、この国なりの合理性が反映されていると考えるべきであろう。第一に、湾岸アラブ諸国では帰化制度は存在するものの、一部の例外を除いて現実には機能していない。国民人口が増加しても、それと増加して石油輸出収入が増加しなければ、国民一人当たりの配分額は減少する。これは移民を帰化させるインセンティブを減少させる。第二に、石油輸出収入が政府収入の大半を占め、税収への依存が非常に低いため、国内経済を成長させて収入を拡大させようとするインセンティブが政府にほとんど作用しない。高技能移民はグローバルな競争力を有しており、多くの国で優先的に受け入れ対象とされているため、賃金や帰化条件等の待遇が良い傾向にある。多くの先進国で優先的に受け入れられる高技能移民を受け入れようとするならば、現在の湾岸アラブ諸国の移民受け入れ制度を根本から変更する必要があるが、そうすると帰化条件を緩和することになる。低技能移民を受け入れるのであれば制度変更の必要はなく、また制度を変更して高技能移民を入れたところで、その効果が税収に反映することはほとんどない。このように、石油輸出収入に依存している湾岸アラブ諸国では、高技能移民を入れるリスクを払ったとしても、得られるベネフィットはほぼない。

第4節 結論

湾岸アラブ諸国が政治・社会の安定を維持しているのは、石油輸出に最適化した統治制度や社会制度を構築した結果である。湾岸アラブ諸国で権威主義体制が持続しているのは、為政者を国民への依存から解放する富が存在しており、為政者がこれを活用しているからに他ならない。また、大量の移民を受け入れても社会の安定性が維持されているのは、国民との格差を前提として短期滞在移民を受け入れているからであり、この制度は石油輸出収入に政治・経済的に依存している湾岸アラブ諸国では最適解として機能している。

権威主義体制やエスノクラシー体制は、統治制度や移民社会として決して最適なものではない。しかし、石油輸出収入という特殊な富に大幅に依存する湾岸アラブ諸国では、このような制度が形成・維持される素地が十分に用意されている。湾岸アラブ諸国の石油輸出収入への依存度は、とりわけその財政においては、世界的に突出して大きい水準にあり、また移民に関してもその国民の規模に比べて極端に多い移民を受け入れている。このため、世界的に見てまれな統治制度や移民社会が形成されたが、それらは決して非合理的な制度として誕生したのではない。極端な規模の石油輸出収入が生み出した（為政者にとって）合理的な制度が税依存を脱した資源配分制度であり、また国民と移民の格差を生成・維持する制度は、国民にとっても為政者にとっても合理的な制度である。

こうした制度が今後どの程度継続されるかどうかは不明である。資源配分政策にしろ、エスノクラシー体制にしろ、石油輸出収入の規模と国民の規模のバランスが鍵となるが、石油輸出収入の将来予測は困難を極める。これまでも石油輸出型経済は近い将来に終わるとする見解がたびたび示されており、それらは傾聴に値するものの、実際には到来しなかった。

石油輸出には必ず終わりが来るが、皮肉なことに、税に依存しない資源配分政策もエスノクラシー体制も、あまりにも石油輸出に適合しているために、そこから抜け出すことが困難で、石油輸出の終焉に対応できないという点であろう。税に依存しない資源配分政策を転換するためには、税収への依存を増やす必要があるが、これは民主化への道を開くために為政者にとって最も選べない選択肢となる。移民と国民の格差を縮小させようとするれば国民内部での格差が可視化され、また移民の帰化条件を緩和すれば資源配分政策の継続が困難となり、いずれも権威主義体制を安定的に維持することが困難となる。このように考えると、湾岸アラブ諸国は制度が破綻する直前まで現在の統治制度や移民制度を継続させ、手遅れの段階になって根本的な改革を行おうとするだろう。

【参考文献】

- Central Statistical Bureau (Kuwait) *Annual Statistical Abstract 2005*, State of Kuwait: Central Statistical Bureau, 2005.
- Freedom House (2019) Table of Country Scores, Freedom in the World 2018, Freedom House (<https://freedomhouse.org/>) (2019 年 7 月 10 日閲覧)
- General Authority for Statistics (Saudi Arabia) *Labor Force 2016 Third Quarter*, General Authority for Statistics (Saudi Arabia)(n.d.) (<http://www.stats.gov.sa/en/4572>) (2019 年 8 月 28 日閲覧)
- *Labor Force Survey 2015*, State of Kuwait: Central Statistical Bureau, n.d.
- Longva, Anh Nga. “Neither Autocracy nor Democracy but Ethnocracy: Citizens, Expatriates and the Socio-Political System in Kuwait.” In *Monarchies and Nations: Globalisation and Identity in the Arab States of the Gulf*, edited by Paul Dresch and James P. Piscatori, 114–135. London: I.B.Tauris.
- Matsuo, M. “Political Economy of the Labor Market in the Arab Gulf States” in Ishii, M. , N. Hosoda, M. Matsuo and K. Horinuki eds., *Asian Migrant Workers in the Arab Gulf States: The Growing Foreign Population and Their Lives*, Brill, 2019 (forthcoming).
- Mazrui, A. 1975 *Soldiers and Kinsmen in Uganda: Making a Military Ethnocracy*
- Mistry of Development Planning and Statistics (Qatar) Labor Force Statistics Bulletin 2015, Ministry of Development Planning and Statistics, 2015.
- Polity IV Project, *Political Retime Characteristics and Transactions, 1800-2017* (<http://www.systemicpeace.org/inscrdata.html>) (2019 年 7 月 10 日閲覧)
- UNDESA *International Migration Report 2015*, New York: United Nations.

UNDESA *Trends in International Migrant Stock: The 2015 Revision*, New York: United Nations, 2015.

United Nations, *International Migration Report 2017*. Population Division, Department of Economic and Social Affairs, United Nations
(<https://www.un.org/en/development/desa/population/migration/publications/migrationreport/docs/MigrationReport2017.pdf>) (2019 年 8 月 23 日閲覧)

Wizāra al-‘Amal (al-Mamlaka al-‘Arabīya al-Su‘ūdīya) (2015)

国際移住機関 「移民の定義」 (http://japan.iom.int/information/migrant_definition.html、2019 年 8 月 23 日閲覧)

松尾昌樹「中東地域研究とレンティア国家論」私市正年、浜中新吾、横田貴之編著『中東・イスラーム研究概説 政治学・経済学・社会学・地域研究のテーマと理論』、明石書店、2017 年
松尾昌樹『湾岸産油国 レンティア国家のゆくえ』講談社メチエ、2010 年

¹ 「移民」を「将来的に受け入れ国の国籍を取得する潜在的国民」と捉え、このような扱いが想定されない場合には「外国人労働者」の用語の方が適切であるという見解がある。これに対して、一般に移民研究や国際機関の見解では、国籍取得とは関係なく、その人物が生まれた場所から移動している人を指す。例えば国際移住機関は移民を「当人の (1) 法的地位、(2) 移動が自発的か非自発的か、(3) 移動の理由、(4) 滞在期間に関わらず、本来の居住地を離れて、国境を越えるか、一国内で移動している、または移動したあらゆる人」としている (国際移住機関 2019)。また国連経済社会局人口部は、単に「国際移民を外国生まれの人、または外国人とみなす international migrants are equated either with the foreignborn or with foreign citizens」としている。このように、国際機関が示している見解に従えば、外国人が受け入れ国で国籍を取得するかどうかは「移民」であるかどうかに関係がない。また、一般に移民研究においても移民の目的や国籍取得状況に関係なく、国境を超えて移動し、受け入れ国に滞在する人を「移民」として扱う。本稿でも、「移民」をこのように取り扱い、その中でも特に受け入れ国でもっぱら労働に従事する人を「移民労働者」と呼ぶ。

² 本節におけるレンティア国家仮説の議論の詳細については、松尾 (2010) および松尾 (2017) を参照されたい。

【参考-1】「資源エネルギー研究会」（設立案）

2016 年 7 月 1 日

設立の趣旨

資源エネルギーは、食糧と並んで、人間の活動の基本となる必需品であり、世界の政治経済社会のあらゆる面に多大の影響を与えている。発展途上国が急速な経済発展を遂げている際、実際には、資源エネルギー・非鉄金属等の輸出が急増して底上げしている場合が極めて多い。これは中国、その他アジア諸国を見ても生じており、アフリカ、中東諸国などはまさしく資源エネルギーが存在するかどうか、輸出できるか次第で、地図上でモザイク状に発展する国と、停滞する国が分けられてしまっている状況がある。

しかし、資源エネルギー問題に対する分野横断的な研究は従来あまり行われてきておらず、中国、中東といった地域別の課題からの取り組みの中で扱われるか、あるいは通商問題、金融問題、財政問題、経済連携協定との関連等の枠組みの中での検討が主として行われてきた。

研究面でも学会としては、エネルギー・資源学会、エネルギー学会という工学系が主流の学会の中で研究を行うか、あるいは国際経済学会、アジア政経学会、中東学会などの中での発表がなされ、そのほか、環境面でも環境経済・政策学会の中での発表などに止まってきた。したがって資源エネルギー問題に対して、集中して研究・検討を行っておく必要性はたいへん高く、各地域の専門家、国際経済・政治の視点、さらに、工学系・環境問題からの視点を合わせて、総合的な研究に取り組んでおく必要がある。

研究内容

資源エネルギー問題においては、特に化石燃料（石油・天然ガス・石炭）の使用が今後どのように進むか、技術進歩との関係、地球環境問題との関係も考慮しつつ検討する。

地域別にも、中国、インド、その他アジア諸国、中東を中心として、今後の経済政治動向および資源エネルギーへの依存度の検討、将来展望を行う。

原子力および再生可能エネルギーについてもその依存度と技術進歩について検討を行う。

鉱物資源、および農産物等のバイオマス資源に関しても、エネルギー分野との比較において必要に応じて検討を加えることとする。

研究の進め方

2016 年秋期から 2 ヶ月に 1 回程度の会合を持ち、構成メンバーからの発表、および外部講師による発表により研究を進めていく。研究期間は 2018 年 3 月末までとして、成果のとりまとめを行う。

成果の発表方法

国際貿易投資研究所の調査研究報告として発表していく。世界経済評論、季刊「国際貿易と投資」等への掲載を目指す。その他、可能であれば、ITI 主催のセミナーおよび書籍としての取りまとめも目指す。

2016 年研究会設立当初の参加メンバー（順不同）

武石 礼司	東京国際大学 国際関係学部教授
伊崎 捷治	(一財)国際貿易投資研究所 客員研究員
岩田 伸人	青山学院大学 経営学部教授
馬田 啓一	杏林大学名誉教授 ITI 理事
小野 充人	JETRO 海外調査部主査
上山 一	筑波大学 北アフリカ研究センター／ビジネス科学研究科・助教
橘川 武郎	東京理科大学大学院 経営学研究科教授
木村 誠	(一財)国際貿易投資研究所客員研究員 JETRO 海外調査部北米課アドバイザー
杉山 大志	キャノングローバル戦略研究所 研究主幹
竹原 美佳	(独法)石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEG) 調査部 エネルギー資源調査課長
夏目 美詠子	(一財)国際貿易投資研究所 客員研究員
蓮見 雄	立教大学 経済学部教授
吉田 健一郎	みずほ総合研究所 欧米調査部／市場調査部 上席主任エコノミスト
湯沢 三郎	(一財)国際貿易投資研究所 理事長
増田耕太郎	(一財)国際貿易投資研究所 客員研究員

なお、資源エネルギー研究会の開催場所は、国際貿易投資研究所の会議室を使用して実施してきている。

【参考-2】資源エネルギー研究会の実施履歴

2016 年度

第 1 回 (2016 年 9 月 28 日)

報告者 上山 一氏

筑波大学大学院ビジネ研究科／北アフリカ研究センター・助教 (当時)

釧路公立大学 講師 (現)

テーマ 『中東地域の経済情勢と金融事情』

第 2 回 (2016 年 12 月 21 日)

報告者 蓮見 雄氏 (立正大学 経済学部) (当時)

立教大学 経済学部 (現)

テーマ 『ロシアのエネルギー戦略の変化と日露経済関係の新展開の可能性』

2017 年

第 3 回 (2017 年 1 月 25 日) 16 時～18 時

報告者 竹原 美佳氏 (石油天然ガス・金属鉱物資源機構)

テーマ 『中国のエネルギー事情』

第 4 回 (2017 年 3 月 29 日) 16 時～18 時

報告者 吉田 健一郎氏 (みずほ総合研究所 欧米調査部 上席主任エコノミスト)

テーマ 『油価低迷下でのオイルマネーの動向 ～サウジアラビアのケースを中心に～』

第 5 回 (2017 年 5 月 24 日) 17 時～19 時

報告者 杉山 大志 (キャノン・グローバル戦略研究所 上席研究員)

テーマ 『地球温暖化問題を解決するイノベーション・シナリオ』

第 6 回 (2017 年 7 月 26 日) 16 時 30 分～18 時 30 分

報告者 木村 誠氏 (国際貿易投資研究所 客員研究員)

テーマ 『米国における「シェール革命」の今を読み解く』

第 7 回 (2017 年 9 月 27 日)

報告者 伊崎 捷治氏 (国際貿易投資研究所 客員研究員)

テーマ 『ドイツ エネルギー転換の現状と課題』

第 8 回 (2017 年 11 月 29 日) 16 時～18 時

報告者 夏目 美詠子 (国際貿易投資研究所 客員研究員)

テーマ 『トルコのエネルギー事情：エネルギーハブは届かぬ野望？』

2018 年

第 9 回 2018 年 1 月 24 日 水曜日 16 時～18 時

報告者： 玉木 林太郎氏（公益財団法人国際金融情報センター理事長）

テーマ 『気候変動とビジネス・ファイナンス』

第 10 回 2018 年 3 月 28 日 水曜日 16 時～18 時

報告者 松山 泰浩氏 資源エネルギー庁 総務課長

テーマ 『日本のエネルギー政策』

第 11 回 2018 年 5 月 18 日 金曜日 16 時～18 時

報告者 橘川 武郎氏（東京理科大学 大学院イノベーション研究科教授）

テーマ 『エネルギー基本計画の見直しをめぐって』

第 12 回 2018 年 7 月 27 日 金曜日 16 時～18 時

報告者 清水 学氏（元一橋大学大学院経済学研究科教授）

テーマ 『中央アジア・南アジアおよび「一带一路」』

第 13 回 2018 年 10 月 26 日 金曜日 16 時～18 時

報告者 高橋 和夫氏（放送大学 教授）

テーマ 『トランプと中東／対イラン政策を中心に』

第 14 回 2018 年 12 月 7 日 金曜日 16 時～18 時

報告者 藤井 康正氏 東京大学 大学院工学系研究科 教授

テーマ 『電力システムにおける再生可能エネルギーと原子力の共生』

2019 年

第 15 回 2019 年 2 月 27 日 水曜日 16 時～18 時

報告者 杉山 大志氏（キャノン・グローバル戦略研究所 上席研究員）

テーマ 『地球温暖化問題の探究ーリスクを見極め、イノベーションで解決する』

第 16 回 2019 年 6 月 12 日 水曜日 17 時～19 時

報告者 宮野 廣氏 法政大学大学院デザイン工学研究科客員教授

テーマ 『原子力発電の現状と将来』

第 17 回 2019 年 7 月 10 日 水曜日 17 時～19 時

報告者 松尾 昌樹 宇都宮大学国際学部 准教授

テーマ 『中東湾岸諸国の石油と移民』

第 18 回 2019 年 10 月 30 日 水曜日 18 時～20 時

報告者 星野 優子様（JXTG エネルギー株式会社 中央技術研究所 技術戦略室）

テーマ 『部門別にみたエネルギー支出額の国際比較』

第 19 回 2019 年 12 月 4 日（水曜日） 18 時～20 時

報告者 古川 雅啓氏（日本郵船株式会社 調査研究グループ）

テーマ名 『貿易と物流』

【参考-3】「日本のエネルギー政策の方向」セミナー

2019 年 10 月 15 日には、国際貿易投資研究所（ITI）と日本貿易会との共催でのセミナーを実施している。

以下は、10 月 15 日のセミナーのお知らせです。

日時 2019 年 10 月 15 日（火）13：30～16：30

本講演会は国際貿易投資研究所（ITI）と日本貿易会との共催によるシリーズセミナーです。ITI では内部に武石礼司 東京国際大学教授を座長に資源・エネルギー研究会を設け、日本と世界のエネルギーに関わる問題を多角的に取り上げ、議論を深めています。今年度はその成果報告を兼ねて、研究会委員による「日本のエネルギー政策の方向」について様々な視点からの講演と質疑応答を行います。

皆様のご参加をお待ちしております。

日 時：2019 年 10 月 15 日（火）13：30～16：30（受付開始 13：00～）

会 場：一般社団法人日本貿易会 A 会議室（東京都港区浜松町 2-4-1 世界貿易センタービル 6 階）

定 員：100 名（申込受付順）

内 容：講師

橘川武郎 東京理科大学大学院経営学研究科教授・東京大学/一ツ橋大学名誉教授 「第 5 次エネルギー基本計画と原子力・天然ガス・再生エネルギー・水素の今後」

武石礼司 東京国際大学国際関係学部教授 兼 同大学院国際関係学研究科教授 「世界のエネルギー将来シナリオからみたエネルギー転換の可能性」

杉山大志 一般財団法人キャノングローバル戦略研究所 研究主幹 「地球温暖化問題の探求；リスクを見極め、イノベーションで」

〔禁無断転載〕

転換点に立つ資源・エネルギー問題

発行日 2019 年 12 月

編集発行 一般財団法人国際貿易投資研究所 (ITI)

〒104-0045 東京都中央区築地 1 丁目 4 番 5 号

第 37 興和ビル 3 階

TEL : (03) 5148-2601 FAX : (03) 5148-2677

Home Page : <http://www.iti.or.jp>
