

中国における電力部門の脱炭素化

Decarbonization Pathway of China's Power Sector

王嘉陽

WANG Jiayang

要旨

本日の中国は世界最大のエネルギー消費国、最大のCO₂排出国となっており、世界CO₂排出総量の3割近く占めている。世界は脱炭素の取り組みを加速している中、中国も2060年にカーボンニュートラル達成の目標を掲げている。この目標を達成するために、中国は様々な対策に取り組んでいるが、そのうち非常に重要なのは再生可能エネルギー導入による電力部門の脱炭素化である。本稿では、中国電力部門の脱炭素化を中心テーマとし、特にこれを可能にした再生可能エネルギー発電の普及促進政策について紹介する。長らく石炭火力発電に依存してきた中国で、再生可能エネルギー電源への転換が急速に進み、2021年には約半分の発電設備が非化石電源となった。中国政府は2030年のCO₂排出ピークアウトに向けて努力しているが、電力部門はそれより早く、2025年にも排出ピークアウトを実現する可能性がある。

Abstract

Today, China is the world's largest energy consumer and CO₂ emitter, accounting for nearly 30% of the world's total CO₂ emissions. While the world is accelerating efforts to decarbonize, China has also set a goal of achieving carbon neutrality by 2060. To achieve this goal, the decarbonization of the power sector is very important. This paper focuses on the decarbonization of China's power sector—especially the introduction of policies that promote renewable energy power generation that have made decarbonization possible. Recently, China has been rapidly shifting to renewable energy sources, and about half of its power generation facilities were low-carbon power sources as of 2021. The Chinese government is striving to peak CO₂ emissions by 2030, and the power sector may reach this goal even sooner, by 2025.

キーワード

中国、電力部門、脱炭素、再生可能エネルギー

Keywords

China, Power sector, Decarbonization, Renewable energy

1. はじめに

中国のエネルギー消費は石炭中心という特徴がある。一次エネルギー消費のうち、石炭は全体の約7割を占めている。世界最大のエネルギー消費国となった中国は、世界最大のCO₂排出国でもある。IEA（2020）の統計による、2018年には中国におけるエネルギー由来のCO₂排出量は約9.8Gtとなった。これは日本の排出量の約9倍であり、世界第2の排出国である米国の約2倍に相当する。世界は脱炭素の取り組みを加速している中、中国も2060年にカーボンニュートラル達成の目標を掲げている。この目標を達成するために、中国は様々な対策に取り組んでいるが、そのうち非常に重要なのは再生可能エネルギー導入による電力部門の脱炭素化である。中国の石炭消費量の約半分は発電用のため、再生可能エネルギー電源の導入は石炭消費を削減するための有効手段である。

中国政府は2003年に「電源開発権入札プロジェクト」を施行し、大規模な再生可能エネルギー発電の導入を本格的にスタートした。その後、「再生可能エネルギー法」や「固定価格買取制度」などを実施し、再生可能エネルギー発電の普及をさらに加速した。その結果、中国は世界最大の再生可能エネルギーの利用国となり、風力と太陽光の発電設備容量は共に世界一となった。2021年時点で、中国の非化石電源¹の発電設備容量は全体の47%に達した（図1）。さらに、2021年に、中国政府は「2030年のCO₂排出ピークアウトに向けた行動方針」を発表した。この行動方針の中に、政府は電力部門の脱炭素をさらに進み、2030年までに風力と太陽光の発電設備容量を現状から倍の1200GW以上に拡大する予定である。本稿では、中国電力部門の脱炭素化を中心テーマとし、特にこれを可能にした再生可能エネルギー発電の普及促進政策について整理した上で、今後の発電部門の脱炭素化路線を明らかにする。

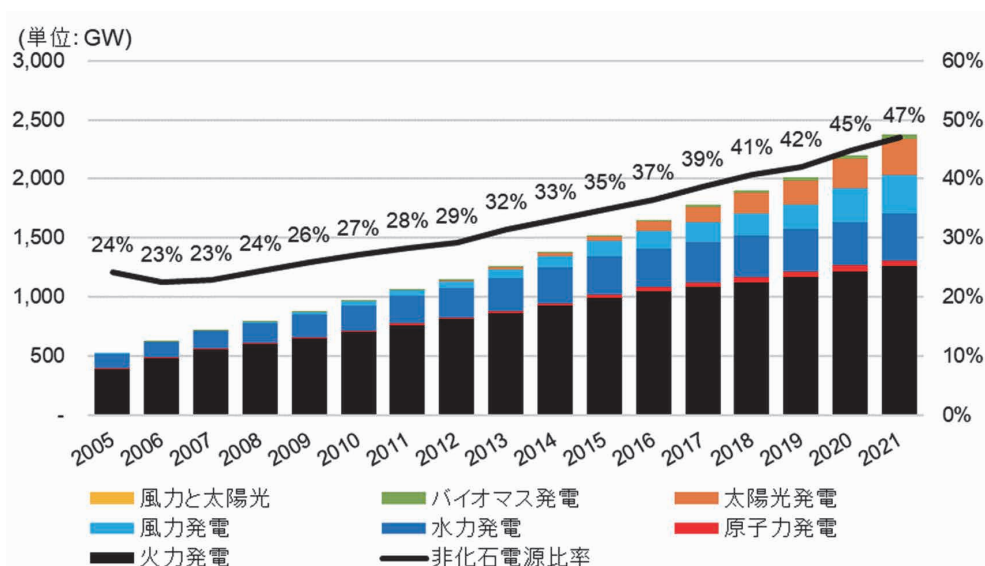


図1 中国の発電設備容量の構成

注：原子力は非化石電源に含まれる

出所：中国電力企業連合会『電力生産統計』（各年版）に基づいて筆者作成

¹ 非化石電源とは、再生可能エネルギー発電と原子力発電を指す

2. 電力部門の脱炭素化

2.1 石炭火力発電

石炭火力発電の削減は発電部門の脱炭素化にとって非常に重要だが、経済発展とともに中国の電力消費量は増加しつづけていて、今後もさらに増加する見込みがある。そのため、電力部門の低炭素化方針は石炭火力発電の増加を抑えつつ、電源構成を再生可能エネルギー発電にシフトすることにより CO₂ の排出水準を低下させることである。

中国政府は石炭火力発電の増加を抑制するために、2016 年から、石炭火力発電の建設リスク早期警告システム（図 2）を導入し、石炭火力発電への新規投資を抑えようとしている。このシステムには電力需給均衡指標（発電設備の余剰がないか）、資源制約性指標（大気汚染、水資源、石炭消費量などの制限があるか）、事業経済性指標（事業の内部収益率 8% より上回るか）という 3 つ指標を設けて、省ごとに目標年度（評価実施年度の 3 年後）への評価している。評価結果は「赤」、「黄色」、「緑」の三段階に分けて、3 つの指標評価のうちに「赤」が出れば、原則的に該当地域は目標年度までに石炭火力発電の新規導入をお勧めしない。

また、CO₂ 排出の排出水準を低下させるために、古い石炭火力発電を停止する目標を毎年省ごとに設けて、効率が悪い設備（エネルギー利用率、排出基準を満たしていない 300MW 以下の設備、または運転年数 20~25 年以上の設備）を早めに淘汰する。

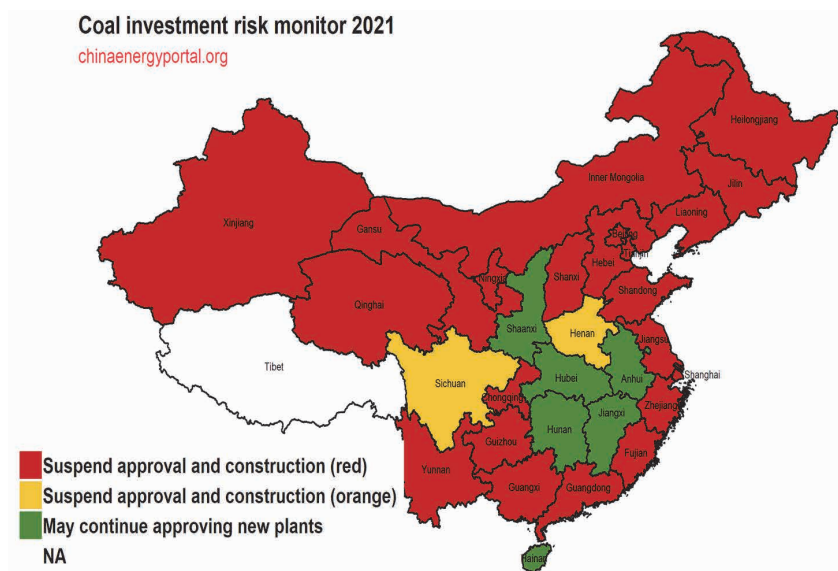


図 2 中国石炭火力発電の建設リスク早期警告システムの例（2021 年）

注：赤とオレンジの地域は原則に新規石炭火力発電を導入しない。緑の地域でも、域外もしくは再生可能エネルギー発電を十分活用して電力調達した後も電力供給が足りない場合のみ、石炭火力発電の新規建設が可能にする

出所：China Energy Portall（2018）

2.2 原子力発電

第十二次エネルギー五か年計画では、2015年の原子力発電設備容量の目標は40GWと設定され、年間30%のスピードで導入する予定だったが、実際に27.2GWしか達成しなかった。導入が計画どおりに進まなかった一つの重要な要因は、福島原子力発電所事故である。2011年の福島原発事故以降、中国政府は新たな安全基準、管理監督基準、緊急対策および安全保障措置など、原子力発電所に関連する様々な分野での見直しを行っている。そのため、2011年以降の新規原発の建設認可は厳しく制限され、2015年までの間に認可されたのは数件しかなく、その後の2016～2018年の3年間の新規認可がない。

一方、すでに認可され、建設中であった原子炉は順次完成したため、原子力発電設備容量と原子炉数は増加している（図3）。2020年に商業運転している原子炉数は48基である。発電設備総容量は49.88GWであり、全国発電設備容量に占める割合は2.27%である。同年の年間発電量は366.2TWhであり、全国発電量の約4.94%を占める。

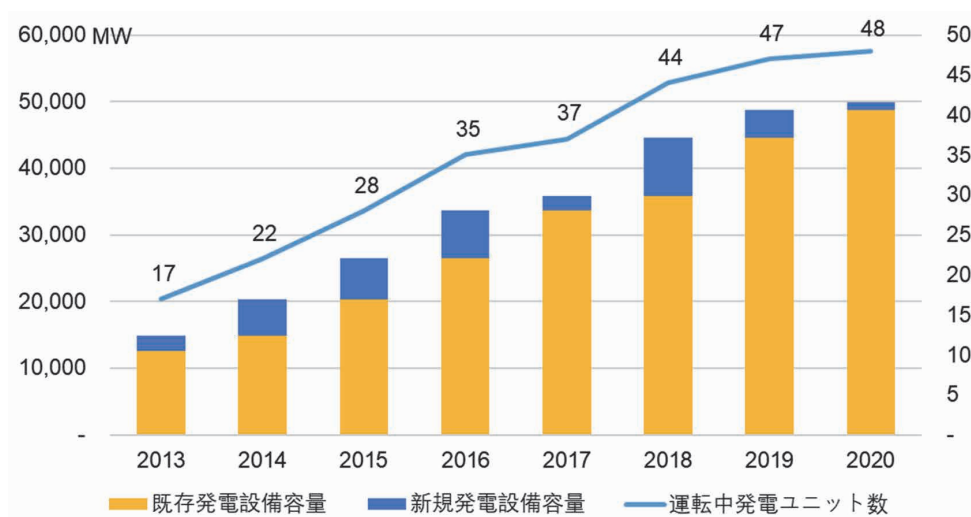


図3 中国の原子力発電設備容量と発電ユニット数

出所：中国核能行業協会『中国原子力発展報告書』（各年版）に基づいて筆者作成

2.3 再生可能エネルギー発電

2000年代の半ばまでは、中国の再生可能エネルギー発電設備のほとんどが水力発電であった。2005年には、再生可能エネルギー発電設備の総容量が全国発電設備に占める割合は約23%であり、ほとんどは水力発電（117GW）であり、風力発電設備容量は僅か1GWだった。

2006年に「再生可能エネルギー法」が施行されたことにより、風力発電をはじめとする水力以外の再生可能エネルギーの発電設備の導入量が増加し、発電量電源の低炭素化が進んでいる。2009年からは風力発電の固定価格買取制度が実施され、風力発電の導入量が急速に増加した。2011年から太陽光発電の固定価格買取制度が実施され、太陽光発電も飛躍的に増加している。急速な拡大を可能にした政策の展開について、次章に詳述する。

中国電力企業連合会『2022年電力生産統計』の統計によると、2021年の中国の再生可能エネルギー発電設備総容量は1064GWであり、そのうち水力発電は391GW、風力発電は328GW、太陽光発電は307GW、バイオマス発電は38GWである。非水力発電の割合はすでに60%を超え、固定価買取制度が2年遅れて開始された太陽光発電の設備容量はもうすぐ風力発電に追いつく(図4)。現在、中国の風力と太陽光の発電設備容量はともに世界一となった(IEA(2022))。

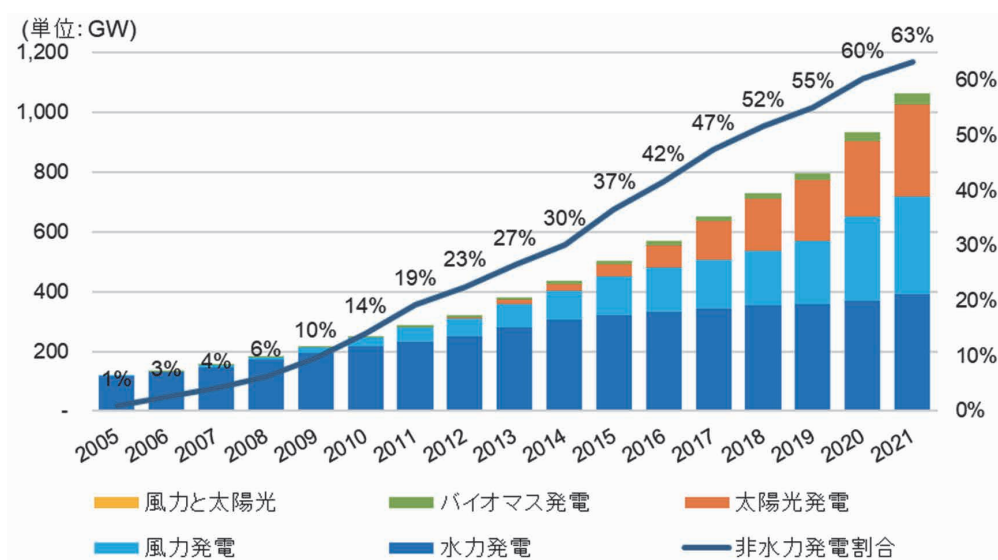


図4 中国の再生可能エネルギー発電設備容量の構成

出所：中国電力企業連合会『電力生産統計』(各年版)に基づいて筆者作成

3. 再生可能エネルギー発電の普及促進政策

3.1 電源開発権入札プロジェクト

中国では、1958年から小型風力発電装置の研究開発が始まり、1978年から100Wと250W規模の風力発電設備が導入された。1958年には、中国初の太陽光電池が開発され、人工衛星の部品など宇宙開発分野での研究開発が行われた。風力発電は1990年代から、太陽光発電は2000年代から1つの産業として育成されると同時に、系統連結される風力と太陽光の発電事業の実証実験が始まった。

本格的に大規模な再生可能エネルギー発電の導入をスタートしたのは、2003年から実施した「電源開発権入札プロジェクト(以下:「入札プロジェクト」)である。「入札プロジェクト」とは、再生可能エネルギー資源に優れた特定地域において、政府が一定規模の発電事業に対して開発権の入札を募り、開発事業者を選定し、政府指導価格を設定する事業である。

また、2006年に「再生可能エネルギー法」が施行された。この法律によって再生可能エネルギー発電は具体的に定義され、以降の経済発展における位置付けと役割が明確にされた。また、発電の各参加主体間の利益関係も明確にされた。すなわち、国は再生可能エネルギー発電の普及を主導し、発電企業に売電価格と電力の全量買取を保証する。送配電企業は発電事業の系統接続を義

務付けられ、電力の全量買取を行う、というものである。この法律の実施が、再生可能エネルギー発電の本格的な普及の始まりであった。

2003年から2008年まで国家発展改革委員会は風力発電の「入札プロジェクト」を実施した。政府が、風力資源に優れた特定地域において、100MW以上の発電事業に対して開発権の入札を募り、開発事業者を選定した。この制度は発電コストの低下と発電設備の国産率の向上を力点に置いている。入札方法は日本の公共事業と同様に、最低入札金額で落札される。2003年から2009年までに計6期の風力発電の「入札プロジェクト」を実施した。始めの5期は発電事業の入札であり（表1参照）、最後の1期は発電設備のみの入札である。2006年以降、中国政府は補助金や税制優遇などの一連の優遇政策を導入し、風力発電企業へのサポートをさらに充実した。

表1 風力発電の「入札プロジェクト」(前5回)

| 年度/期 | 設備国産化率の基準 | プロジェクト名称 | 総容量 (MW) | 落札価格 (元/kWh) |
|------------|-----------|------------|----------|--------------|
| 2003 1期 | 50%以上 | 広東石碑山 | 200 | 0.501 |
| | | 江蘇省如東一期 | | 0.436 |
| 2004 2期 | 50%以上 | 内モンゴル輝騰錫勒 | 400 | 0.382 |
| | | 江蘇省如東二期 | | 0.519 |
| | | 吉林通榆 | | 0.509 |
| 2005 3期 | 70%以上 | 江蘇省東台 | 450 | 0.488 |
| | | 甘肅安西 | | 0.462 |
| | | 山東即墨 | | 0.600 |
| 2006 4期 | 70%以上 | 内モンゴル錫盟輝騰梁 | 700 | 0.420 |
| | | 内モンゴル包頭巴音 | | 0.466 |
| | | 河北省張北单晶河 | | 0.501 |
| 2007 5期 | 70%以上 | 内モンゴル烏蘭伊力更 | 950 | 0.468 |
| | | 内モンゴル通遼北清河 | | 0.522 |
| | | 河北承德御道口 | | 0.551 |
| | | 甘肅玉門昌馬 | | 0.521 |

出所：Jiang (2006) と Liu (2010) に基づいて筆者作成

風力発電と同様に、中国政府は太陽光発電の「入札プロジェクト」も実施した。制度内容は風力発電の「入札プロジェクト」とほぼ同様のため、制度の詳細に関する説明を省略する。2009年に、太陽光発電の「入札プロジェクト」による初の大規模太陽光発電所である「敦煌太陽光発電所」が建設され、10MWの発電設備が設置された。この発電所を皮切りに、中国の大規模太陽光発電所の建設が始められた。2010年に、太陽光発電の「入札プロジェクト」第2期を実施し、全部で13プロジェクトがあり、発電設備総容量は280MWとなった（表2参照）。

表 2 太陽光発電特許権入札プロジェクト

| 年度 / 期 | プロジェクト名称 | 総容量 (MW) | 落札価格 (元 /kWh) |
|-------------|----------|-------------|------------------|
| 2009 1 期 | 甘粛省敦煌 | 10 | 1.0900 |
| 2010 2 期 | 陝西榆林 | 20 | 0.8687 |
| | 青海共和 | 30 | 0.7288 |
| | 青海河南 | 20 | 0.8286 |
| | 甘粛白银 | 20 | 0.8265 |
| | 甘粛金昌 | 20 | 0.7803 |
| | 甘粛武威 | 20 | 0.8099 |
| | 内モンゴ阿拉善 | 20 | 0.8847 |
| | 内モンゴ包头 | 20 | 0.7978 |
| | 内モンゴ巴彥淖尔 | 20 | 0.8444 |
| | 宁夏青铜峡 | 30 | 0.9791 |
| | 新疆哈密 | 20 | 0.7388 |
| | 新疆吐鲁番 | 20 | 0.9317 |
| | 新疆和田 | 20 | 0.9907 |

出所：Hu（2011）に基づいて筆者作成

3.2 固定価格買取制度

固定価格買取制度（FiT: Feed-in-Tariff）とは再生可能エネルギー発電電力を、政府が定める価格で一定期間、送電事業者が買い取ることを義務付ける制度である。

中国の風力発電と太陽光発電の固定価格買取制度がそれぞれ 2009 年と 2011 年に実施された。地域別に風力発電と太陽光発電の買取価格は設定され、買い取る期間はともに 20 年である。具体的な固定買取価格とその地域区分は表 3 と表 4 に示す通りである。固定価格買取制度の実施により「入札プロジェクト」は中止された。

2009 年から、各地の風力資源の優劣と建設条件により、4 つの資源区（Ⅰ～Ⅳ類）を設定した。2019 年の買取価格は 0.34 ～ 0.52 元 /kWh である（表 3 参照）。一部地域の買取価格はすでに該当地域の火力発電ベンチマーク価格（coal benchmark feed-in tariff）より低い。この場合、火力発電ベンチマーク価格が買取の基準となる。

大規模太陽光発電は 3 類の資源区（Ⅰ～Ⅲ類）を設定した。2019 年の現在買取価格は 0.4 ～ 0.55 元 /kWh である（表 4 参照）。また、農村部貧困地域の貧困対策になる太陽光発電プロジェクトもあり、買取方法や資源区の区部は大規模と同様だが、買取価格は比較的が高い。2019 年の買取価格は 0.65 元 /kWh（Ⅰ類）、0.75 元 /kWh（Ⅱ類）、0.85 元 /kWh（Ⅲ類）である。

表3 風力発電の固定買取価格と地域区分（2019）

| 資源区 | 買取価格 | 資源区の対象地域 |
|------|-------------|--|
| I類 | 0.34 元 /kWh | 内モンゴル自治区のII類以外の地域；新疆ウイグル自治区の烏魯木齊市、伊犁自治区、克拉馬伊市、石河子市 |
| II類 | 0.39 元 /kWh | 河北省の張家口市、承德市；内モンゴル自治区の赤峰市、通遼市、興安盟、呼倫貝爾市；甘肅省の嘉峪関市、酒泉市 |
| III類 | 0.43 元 /kWh | 吉林省の白城市、松原市；黒龍江省の鶏西市、双鴨山市、七台河市、妥化市、伊春市、大興安嶺地区；甘肅省のII類以外の地域；新疆ウイグル自治区のI類以外の地域；寧夏自治区 |
| IV類 | 0.52 元 /kWh | I、II、III類資源区以外の地域 |

出所：国家發展改革委員会（2019a）に基づいて筆者作成

表4 太陽光発電の固定買取価格と地域区分（2019）

| 資源区 | 買取価格 | 資源区の対象地域 |
|------|-------------|---|
| I類 | 0.40 元 /kWh | 寧夏；青海海西；甘肅省の嘉峪関市、武威市、張掖市、酒泉市、敦煌市、金昌市；新疆ウイグル自治区の哈密、塔城、阿勒泰、克拉馬伊市；モンゴル自治区のII類以外の地域 |
| II類 | 0.45 元 /kWh | 北京市；天津市；黒龍江省；吉林省；遼寧省；四川省；雲南省；モンゴル自治区の赤峰市、通遼市、興安盟、呼倫貝爾市；河北省の承德市、張家口市、唐山市、秦皇島市；山西省の大同市、朔州市、忻州市；陝西省；青海省、甘肅省と疆ウイグル自治区のI類以外の地域 |
| III類 | 0.55 元 /kWh | I、II類資源区以外の地域 |

出所：国家發展改革委員会（2019b）に基づいて筆者作成

一方、2010年の「再生可能エネルギー法修正案」では、送配電会社は再生可能エネルギー発電（水力発電を除く）の購入によるコスト増加を全国の電力消費者に分担することが認められ、再生可能エネルギー発電促進賦課金の徴収制度を確立した。

3.3 発電コストの低下と固定価格買取制度の終了

大手エネルギーシンクタンクの Bloomberg New Energy Fund（BNEF）の研究によると、2019年前期の風力発電の均等化発電原価（LCOE）は約50米ドル/MWhであり、2014年前期と比べて約半減を実現した。そして、2019年後期の太陽光発電のLCOEは約43米ドル/MWhであり、2014年前期と比べて約75%安くなった。それと比べて、中国の石炭火力発電のLCOEは50~72米ドル/MWhとなり、風力発電および太陽光発電と同等なレベルになった。そのため、再生可能エネルギー発電電力の固定価格買取制度（Feed-in Tariff, FIT）は存在意義を失い、2021年までに中国の風力と太陽光発電のFITは終了した。洋上風力発電と分散型発電への補助政策は継続しているが、これらも2030年までには廃止される見込みである。

そのため、2019年1月に国家能源局は、風力発電と太陽光発電のグリッドパリティプロジェクトを

推進する通知を発表し、本格的に補助金を要しないグリッドパリティ発電事業を本格的に推進し始めた。グリッドパリティプロジェクトは、風力もしくは太陽光の発電所が国の補助金を受けずに 20 年間以上、発電所所在地の石炭火力発電ベンチマーク価格で売電する事業である。プロジェクトに参加すると、投資条件の緩和、優先送電、全量買取、グリーン証書、系統接続の保証、送配電費用の優遇、金融支援などの優遇措置を受けられる。2019 年 5 月に国は最初に承認した 20.8GW のグリッドパリティプロジェクトを発表した。そのうち陸上風力発電が 4.5GW、太陽光発電が 14.8GW、分散型（地産地消型）発電が 1.5GW である。

FIT の終了後、再生可能エネルギー発電の導入促進政策の重点は量的な拡大から質的な充実に移った。例えば、2021 年から電力取引市場に「グリーン電力」という商品の新設し、グリーン電力には一定の環境価値が付加されることになった。再生可能エネルギー電力は天候による出力変動が導入のハードルになっているが、これに対して中国政府は、蓄電設備や揚水発電等の電力調整手段を取引する「電力需給調整補助サービス市場」を設立した。これにより電力調整にも競争原理が導入されることになった。これから、中国政府は再生可能エネルギー発電を特別扱いするのではなく、火力発電と共通の土俵で競争させようとしているのである。

4. 電力部門脱炭素の展望

2021 年に、中国政府は「2030 年の CO₂ 排出ピークアウトに向けた行動方針（以下：行動指針）」を発表し、2022 年に「再生可能エネルギー十四次五か年計画」を発表した。これらの政策では、5 年ごと（2021～2025 年と 2026～2030 年）に行動目標を設定し、再生可能エネルギー関連の主要目標を表 5 にまとめた。

表 5 第十四次五か年計画期間中（2021～2025 年）の主要目標

| | 2021～2025 年 | 2026～2030 年 |
|-----------------------------|-------------|-------------|
| 1 次エネルギー消費に占める非化石燃料の割合 | 20% | 25% |
| 新規 1 次エネルギー需要に占める再生可能エネルギー率 | 50% 超え | — |
| 再生可能エネルギー利用量 | 10 億 tce | — |
| 新規の水力発電設備容量 | 40GW | 40GW |
| 風力・太陽光発電の総設備容量 | — | 1200GW 以上 |
| 新規の蓄電設備容量 | 30GW | — |
| 揚水発電の総設備容量 | — | 120GW 以上 |
| 再生可能エネルギー発電電力量 | 3.3 兆 kWh | — |
| 再生可能エネルギー発電電力量の比率 | 33% | — |

出所：国務院（2021）および国家発展改革委員会（2022）に基づいて筆者作成

まずエネルギーの消費について、非化石燃料の割合の目標値を更新した。図5に示すように、2020年の1次エネルギー消費量のうち、水力、風力、太陽光、原子力などの非化石燃料が占める割合は15.9%だった。この割合を2025年に20%、2030年に25%まで増やすことを目標に掲げた。量として、2025年には、再生可能エネルギーの消費量が10億tceとなり、1次エネルギー需要の新規増加分の半分以上を占めることに相当する。

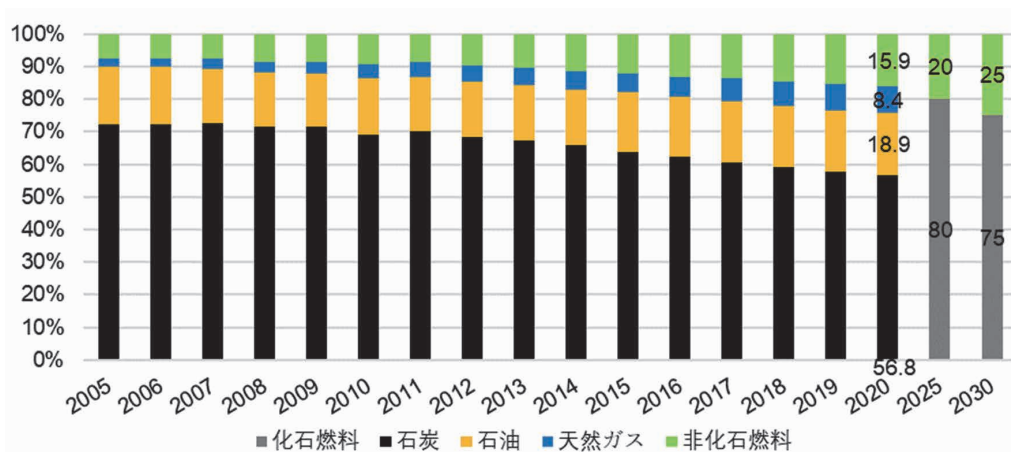


図5 中国の1次エネルギー消費量の構成比

出所：中国統計局の『年度データ』（各年版）および国務院（2021）に基づいて筆者作成

この目標実現に向けて、再生可能エネルギー発電の導入目標を明確にした。2030年までに、水力発電を80GW新設し、風力と太陽光発電の合計設備容量を1200GW以上に拡大する目標を定めた（図6）。ただし、今回の政策には変化もあった。それは、個別の発電方式（風力や太陽光など）の設備容量について具体的な数値目標を設定していない。その代わりに、再生可能エネルギー発電電力量が全体電力消費量に占める割合の目標値を設定し、設備容量の追求から発電量の利用率を重視することに転じた。

さらに、大規模な洋上風力発電も計画的に発展させる。全国レベルの目標値は未発表だが、洋上風力発電の開発が盛んな複数の省が独自に設定した目標値を合計すると、2025年までに60GWにのぼる。

以上の導入目標を達成すれば、2030年には再生可能エネルギーの発電設備総容量は火力発電の1259GW（2021年現在）を大幅に上回り、石炭火力発電に代わって再生可能エネルギー発電が中国の主力電源になりつつある。北京大学エネルギー研究所（2021）の最新研究では、石炭火力発電の増加をしっかりと抑制できれば、電力部門のCO₂排出ピークアウトは2025年に実現できると指摘している。

一方、再生可能エネルギーによる電力の大量導入に応じて、送電網の調整力と安定性を高めることが求められる。そのため「行動方針」では、蓄電設備の発展目標も設けた。2025年までに30GWの蓄電設備を導入する。さらに2030年に揚水発電の総設備容量を120GWまで拡大することを目指す。

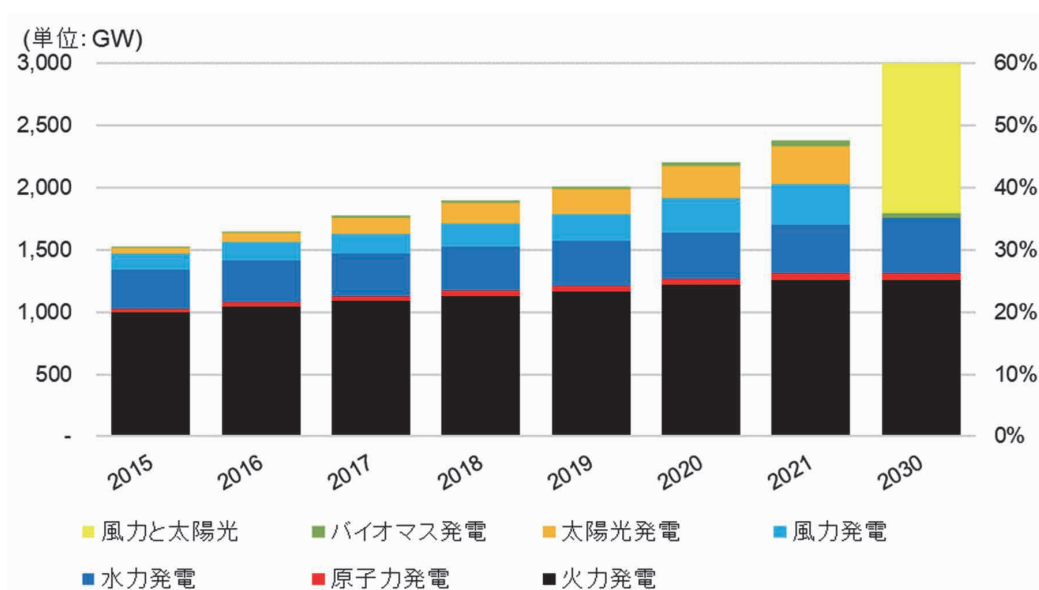


図 6 2030 年の中国発電設備容量目標イメージ

注：2030 年の火力、原子力、バイオの設備容量の目標値は未発表のため、2020 年と同じに設定

出所：中国電力企業連合会『電力生産統計』（各年版）および国家発展改革委員会（2022）に基づいて筆者作成

5. おわりに

2060 年カーボンニュートラル目標達成に向けて、中国電力部門の脱炭素化は着々と進んでいる。世界最大の CO₂ 排出国である中国は世界最大の再生可能エネルギー利用国となった。2005 年に 1GW しかない風力と太陽光発電の設備容量を、たったの十数年で 600 倍以上の拡大に成功した。これを可能にしたのは様々な再生可能エネルギー発電促進政策の実施である。今後、再生可能エネルギー発電のコスト低下とともに、電力部門の脱炭素化がさらに加速する可能性がある。ただし、変動型の再生可能エネルギー電源の大量導入により、電力システムの安定化を保つことが困難になり、調整電源や蓄電設備の増設が必要となる。まだ、これらの調整手段を取引するための「市場」の整備も不可欠である。

中国にはまだ石炭火力発電がたくさん残っているが、その発電設備の総量をしっかり抑制することができれば、電力部門の CO₂ 排出量は早くも 2025 年にもピークに達し、排出減少に転じる可能性がある。引き続き、中国電力部門の脱炭素の動向を注目すべきである。

謝辞

新任者報告会で参加者の先生方から貴重なご意見をいただいたことを感謝いたします。

参考文献

- China Energy Portal (2018) “Circular on 2021 risk and early warning for coal power planning and construction”
<<https://chinaenergyportal.org/en/circular-on-2021-risk-and-early-warning-for-coal-power-planning-and-construction/>> (2022/09/30)
- International Energy Agency (IEA) (2022) “World Energy Outlook 2022”
- Hu Runqin (2011), “Development and thoughts of PV power concession bidding projects,” *Solar Energy*, 2011 (5), 10-15.
- Jiang Liping and Shi Pengfei (2006), “Implementation Situation of Wind Power Concession Bidding Projects in China and Analysis,” *Electric Power Technologic Economics*, 18 (4), 1-3.
- Liu Lirong (2010), “Comprehensive Analysis of China’s Fifth of Wind Power Concession Bidding,” *China Commerce*, 204, 322-322.
- 北京大学エネルギー研究所 (2021) “Pathways and Policy for Peaking CO₂ Emissions in China’s Power Sector”
- 国務院 (2021) 「2030年のCO₂排出ピークアウトへの行動方針に関する通知」
- 国家発展改革委員会 (2019a) 「風力発電固定価格買取制度に関する通知」
- 国家発展改革委員会 (2019b) 「太陽光発電固定価格買取制度に関する通知」
- 国家発展改革委員会 (2022) 「再生可能エネルギー十四次五か年計画」
- 中国電力企業連合会『電力生産統計』(各年版) (<https://cec.org.cn/menu/index.html?217>) (2022年11月1日)
- 中国核能行業協会『中国原子力発展報告書』(各年版)
<<https://www.china-nea.cn/site/term/65.html?page=1>>
- 中国統計局『年度データ：エネルギー』(各年版) (<https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>) (2022年11月1日)