

中国の電力システム改革

自然エネルギーの拡大を促す

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2021年2月



謝辞

本報告書を作成するにあたり、ご協力いただいた企業・団体・研究者の皆様に感謝いたします。

執筆担当者

王嘉陽 自然エネルギー財団 上級研究員

免責事項

本報告書に記載した情報は執筆時点で入手可能な内容に基づいていますが、その正確性に関して自然エネルギー財団が責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫 正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会を構築することを目的として活動しています。

目次

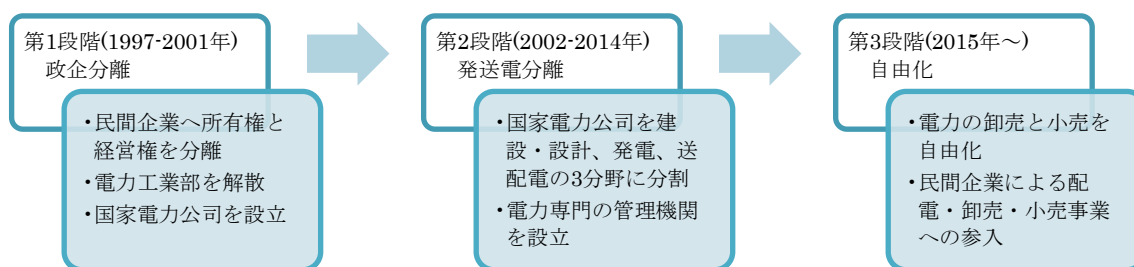
第1章 中国の電力システム改革の流れ.....	1
1-1 電力システム改革の歴史.....	1
第1段階（1997-2001年）：政企分離.....	1
第2段階（2002-2014年）：発送電分離.....	2
第3段階（2015-2020年）電力取引と電気料金の自由化.....	6
1-2 今後の電力システム改革の方向性.....	7
第2章 卸売・小売分野の自由化.....	11
2-1 電力取引の制度改革.....	11
2-1-1 従来の電力取引制度.....	11
2-2-2 改革後の電力取引市場.....	12
2-2 規制撤廃による電力料金の自由化.....	14
2-2-1 小売料金の自由化.....	14
2-2-2 卸売の改革.....	16
2-2-3 改革後の取引状況.....	18
第3章 発電分野の低炭素化.....	19
3-1 自然エネルギーの発展.....	19
3-1-1 拡大を続ける自然エネルギー.....	19
3-1-2 出力抑制問題の改善.....	25
3-2 自然エネルギーの発電コストの低下.....	27
3-2-1 風力と太陽光が石炭よりも安い電源に.....	27
3-2-2 固定価格買取制度の終了.....	28
3-3 発電事業の低炭素化の展望.....	32
第4章 送電網の広域化.....	35
4-1 送電網広域化の経緯.....	35
4-1-1 中国の送電網の現状.....	35
4-1-2 需給アンバランスを解消する地域間送電.....	36
4-1-3 自然エネルギーの拡大に向けた広域化.....	39
4-2 広域化の現状.....	42
4-2-1 広域送電網の整備状況.....	42
4-2-2 広域送電網の運転状況.....	45
4-3 広域化の課題と今後の展望.....	47
<参考文献>.....	51

第1章 中国の電力システム改革の流れ

1-1 電力システム改革の歴史

中国の電力システムは長年にわたって政府機関の直接管理のもとで運営している。しかし急速な経済発展と電力需要の拡大に対応できなくなり、1990年代の後半から電力システムの改革を進めてきた。電力システム改革の流れは大きく3段階に分けることができる(図1-1)。

図1-1 中国の電力システム改革の流れ



出典：自然エネルギー財団作成

第1段階 (1997-2001年)：政企分離

1997年になるまで、中国の電力生産と供給は政府機関(電力工業部)の統括のもとで、国が主体となって運営してきた。こうした行政主体による計画経済体制で運営する電力供給システムの効率は悪く、市場の需要も十分に反映できていなかった。一方で中国政府は1978年に、計画経済体制から市場経済体制への移行を試みる「改革開放」をスタートした。改革の実施後、経済成長とともに電力需要が急増し、需給の矛盾がどんどん激化した。改革開放から約20年を経過した1997年に、電力システム改革の第1段階である「政企分離」を実施した。

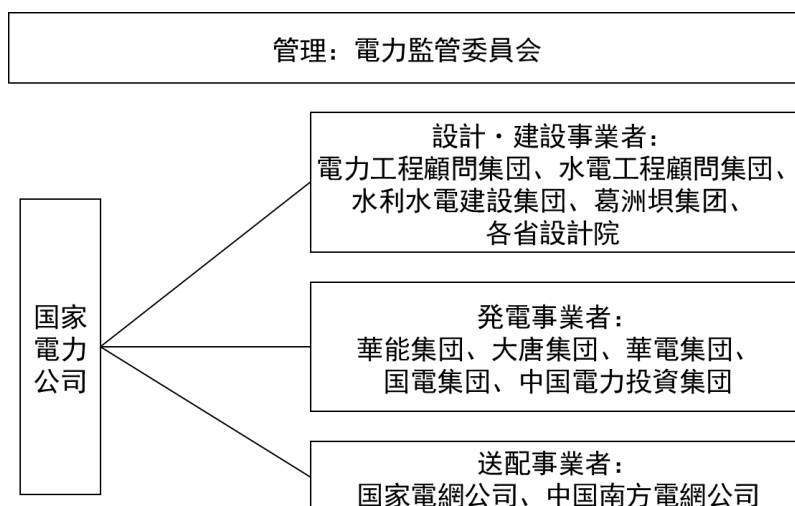
政企分離とは、政府機関の行政機能と民間企業の生産管理機能を分離して、企業に対する「所有権」と「経営権」を明確にする政策である。国は企業の所有権を有する一方、企業に経営権を与える。従来の国営企業は経営の自主権を与えられて「国有企業(国が所有する企業)」になるとともに、いち早く市場経済体制へ適応できるようにすることが政企分離の目的である。資本関係では、国有企業の資本を管理・監督する国务院の「国有資産監督管理委員会」が国有資本の所有者を代表して、国有企業を支配する責任を有し、資産管理や人事、経営全般について監督することになる。

この政企分離に基づいて、発電・送配電・売電を一貫して運営する国有企業の「国家電力公司」が1997年に設立された。政府の電力工業部が所有していた電力関連産業の経営権を国家電力公司に移した。さらに翌年の1998年に電力工業部は解散し、その管理機能は「国家経済貿易委員会」（日本の経済産業省に相当、2003年に「商務部」に変わった）に移管した。これで電力システム改革の第1段階である政企分離が完了して、中国の電力システムの管理は計画経済体制から社会主義市場経済へ移行した。

第2段階（2002-2014年）：発送電分離

1992年に始まった「市場経済改革」および2001年のWTO（世界貿易機関）の加入後に、発電市場に対する民間企業や外資合弁企業の参入が活発になった。一方では国家電力公司の一貫体制による電力市場の独占が続いており、市場競争が不十分な状態が続いていた。適正な競争関係を確保して市場の競争を促すために、国務院（日本の内閣に相当）は2002年に電力体制改革方案に関する通知（参考文献：中国国務院(2002)）を発表し、電力システム改革は第2段階の「発送電分離」に入った。同年に国家電力公司は、発電設備の設計・建設、発電、送配電、という3つの部門に所有権を分けて、11の独立会社に分割された。（図1-2）。

図1-2 国家電力公司の分割



出典：自然エネルギー財団作成

発電設備の設計・建設においては、もともと国家電力公司の子会社だった4社をそのまま独立させる形で、「水電工程顧問集团公司」、「水利水電建設集团公司」、「電力工程顧問集团公司」、「葛洲壩集团公司」を設立した。さらに国家電力公司に所属していた各省の設計機関を、それぞれの省の設計院として独立させた。

発電の分野では、国家電力公司の子会社「華能公司」をそのまま「中国華能集团公司」として独立させた。そのうえで残った発電設備の資産を、電源の種類と立地をもとに4つに分けて、「中国華電集团公司」、「中国大唐集团公司」、「中国国電集团公司」、「中国電力投資集团公司」の4社を新たに設立した。

送配電は国家電力公司の資産が多い北地域を「国家電網公司」に、地方の資産が多い南地域を「中国南方電網公司」に統合した。国家電網公司是東北、華北、華東、華中、西北、チベット自治区の合計6つの電網の送配電事業を運営する（図1-3）。ただし、内モンゴル自治区の西部を運営しているのは「内モンゴル電網公司」である。一方、中国南方電網公司が運営する南方電網は、南部の広東省、広西省、海南省、貴州省、雲南省の5つの省が対象になる。

図1-3 中国の送電網の区分と対象地域



出典：自然エネルギー財団作成

電力システム全体の管理機能は1998年に国家経済貿易委員会に移行した。ただし全国で統一的な電力監視管理および市場経済改革を促進するために、電力システム専門の管理機関を設立する必要があった。そこで2003年に、国務院が直轄する「電力監管委員会」を設立した。電力監管委員会は電力システムの管理制度の設計、市場運営の監視管理、技術基準や料金基準の設定・管理、電力発展計画の策定などの業務を担当する。

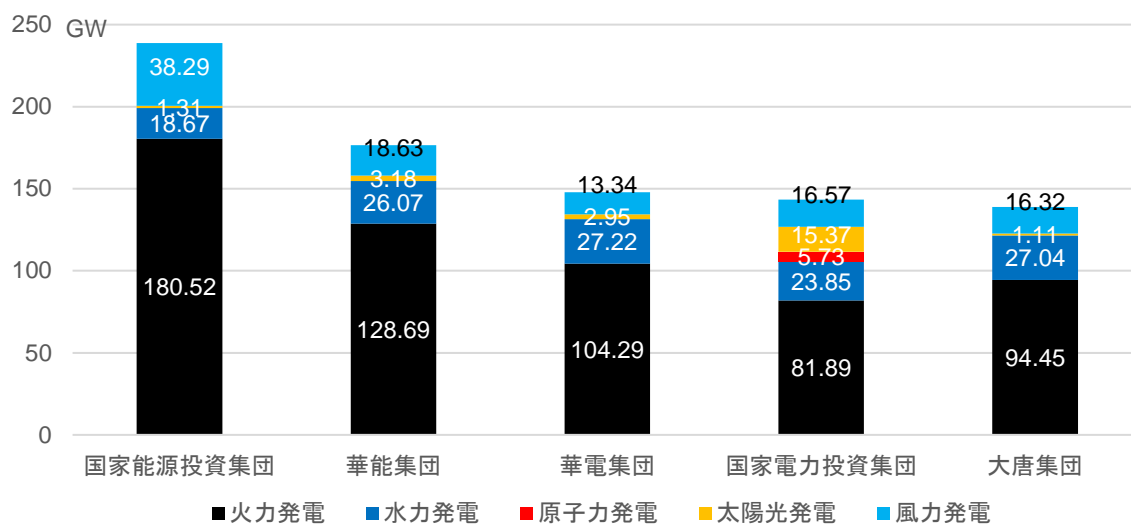
さらに2008年になると、国務院は「国家能源局」（日本の資源エネルギー庁に相当）を設立した。国家能源局は従来それぞれの行政機関が管理していた石炭や石油などのエネルギー分野を総合的に管理しながら、国全体のエネルギーシステムの発展計画を設計・実施する役割を担う。電力も重要なエネルギーとして、エネルギー発展計画に取り組む必要があるため、2013年には電力監管委員会を国家能源局に統合した。

国有企業を改革する一環として、国の所有権を管理する国有資産監督管理委員会は企業の競争力と生産効率を高めるために、各産業の国有企業の合併を推進し、企業数を減らす方針を打ち出した。その結果、発電設備の設計・建設の分野では、2011年に水電工程顧問集団、水利水電建設集団および14の省設計院などを合併して「中国電力建設集団」を、電力工程顧問集団と葛洲壩集団および15の省設計院などを合併して「中国能源建設集団」を設立した。

発電の分野では、2002年に国家電力公司から独立した5つの大規模発電事業者のほかに、原子力や石炭を主体とする中小規模の発電事業者が存在する。これら中小規模の発電事業者を大規模な事業者に合併する動きも進められている。特に大きな合併は以下の2件である。2015年に「中国電力投資集团公司」と原子量発電専門の「国家核電技術公司」が合併して、「国家電力投資集团公司」を設立した。2017年には「中国国電集团公司」と石炭生産大手の「神華集团公司」が合併して、「国家能源投資集团公司」を設立した。

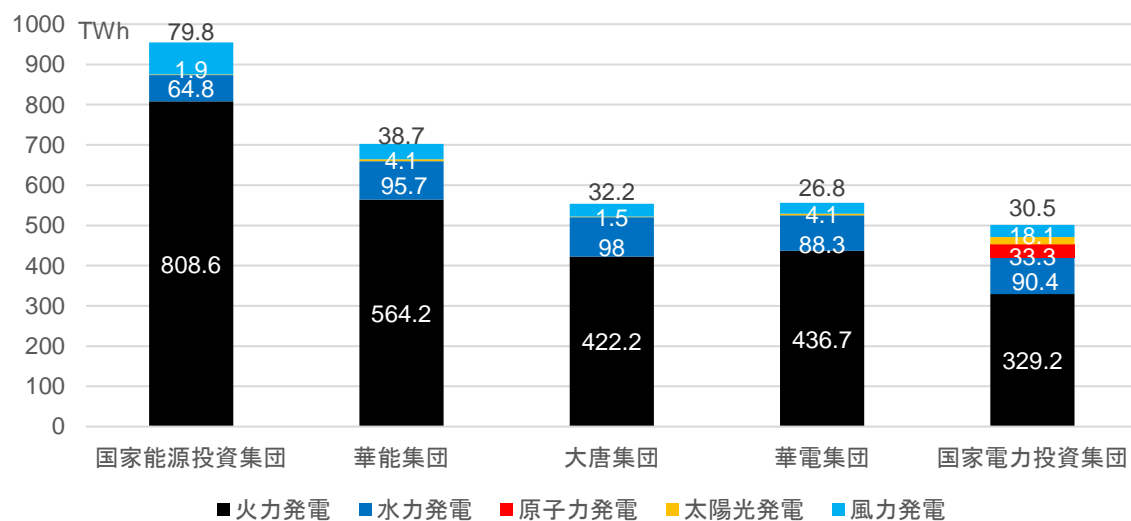
合併後の5大発電事業者の設備容量と年間発電量、それぞれの電源構成を図1-4と図1-5に示す。

図 1-4 5大発電事業者の設備容量と電源構成（2018年）



出典：中国電力連合会 2019 に基づき、自然エネルギー財団作成

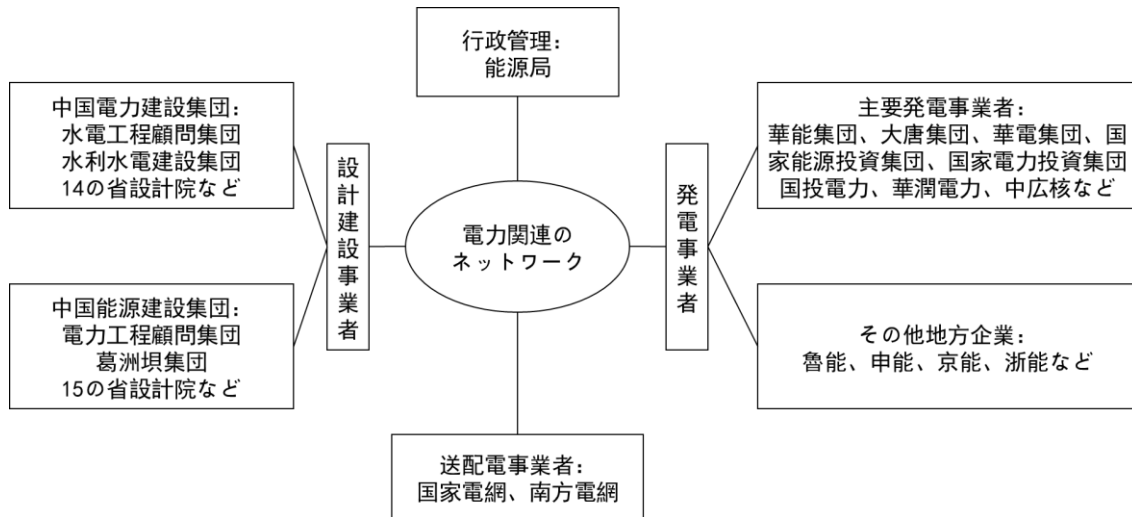
図 1-5 5大電力事業者の年間発電量と電源構成（2018年）



出典：中国電力連合会 2019 に基づき、自然エネルギー財団作成

さまざまな構造改革や企業合併を経て、中国全体の電力システムのネットワークは図 1-6 のようになった。

図 1-6 構造改革後の電力システムのネットワーク



注：企業名は 2020 年 12 月時点（構造改革後の企業合併などを反映）

第 3 段階（2015-2020 年）電力取引と電気料金の自由化

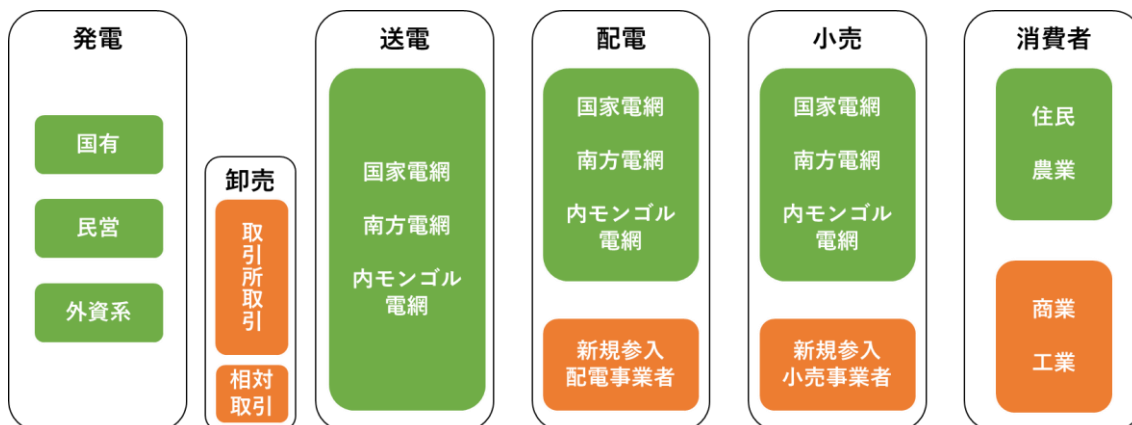
中国政府は 2015 年 3 月に電力体制改革を更なる推進するためのガイドライン（参考文献：中国国務院（2015））を発表して、電力システム改革をさらに前進させた。

2002 年の発送電分離に伴って、送配電事業者は送電・配電と卸売・小売事業を実質的に独占してきた（一部の大口需要家に対する相対取引を除く）。加えて電気料金は政府による規制料金を中心だったため、需要の拡大や事業者間の競争、燃料コストなどを十分に反映できていなかった。そのため 2015 年から、配電と卸売・小売事業の改革を進めた。

地域ごとに規制料金で設定していた卸売と小売の電力価格を一部だが自由化した。さらに地域間の電力取引を促進するために、全国的な電力卸売市場（日本の卸電力取引所である JEPX に相当）を開設した。従来の送配電事業者以外の企業にも配電と卸売・小売への参入を認め、参加する事業者を増やした。一方、送電事業は国の管理監視のもとで独占経営を継続し、送電料金の認可制を導入した。配電料金も新規参入の事業者を含めて認可制を実施した。

一連の改革後の電力取引構造は図 1-7 に示すとおりである。各分野の詳細については第 2 章～第 4 章で解説する。

図 1-7 2015 年の電力改革後の電力取引構造



注：オレンジ色が自由化した領域

出典：自然エネルギー財団作成

1-2 今後の電力システム改革の方向性

2021 年は中国の第十四次五か年計画がスタートする最初の年である。中央政府はまだ電力に関する具体的な計画案を発表していないが、今までの政府からの発表情報および研究機関の予測に基づいて、今後の電力改革の方向性をまとめてみた。

2020 年 9 月の国連総会で、中国の習近平主席は 2030 年までに CO2 排出のピークアウト（頭打ち）と 2060 年までに CO2 排出実質ゼロ（カーボンニュートラル）を達成する目標を発表した。これらの目標を実現するために、今後は自然エネルギーを中心に化石燃料を代替して、エネルギー構造の低炭素化を進めることが重要であり、自然エネルギー電源の開発を加速する必要があると表明した。

清華大学の研究結果（清華大学（2020））によると、2030 年の 1 次エネルギー消費のうち非化石燃料が占める割合を 25% まで引き上げ、石炭消費のピークアウトを目指すべきであると指摘している。中国の広域送電の研究機関である GEIDCO (Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization) が発表した研究報告（GEIDCO (2020a)）では、第十四次五か年計画（2021～2025 年）期間中に、風力発電と太陽光発電の設備容量が 2020 年から 2 倍に拡大して、自然エネルギー発電の設備容量は国全体の半分以上を超えると予測した。自然エネルギーを主要な電源とする電力システムの構築に向けて、今後の改革が進められていく見通しである。

GEIDCO の研究では、第十四次五か年計画期間（2021-2025 年）中の電力需要と年間増加率についても予想している（表 2-1）。第十三次五か年計画期間（2015-2020 年）の電力使用量の平均年間増加率は 5%を超えているが、2021 年から中国経済の拡大減速および新型コロナウイルスの影響により、第十四次五か年計画期間中の電力使用量の平均年間増加率を 4.4%と推計した。2025 年の総電力需要は 9200TWh（テラワット時=10 億キロワット時）となり、2020 年と比べて約 1800TWh 増加する見込みである。産業別で見ると、第 2 次産業は引き続き電力需要の中心だが、特に増加するのは第 3 次産業と住民生活による電力需要である（表 1-1）。

表 1-1 第十四次五か年期間中の電力需要予想

	平均年間増加率	2025 年電力需要量 (TWh)	割合
合計	4.4%	9200	100%
第 1 次産業	2.9%	120	1.3%
第 2 次産業	2.4%	5500	59.8%
第 3 次産業	8.1%	1760	19.1%
住民生活	8.0%	1820	19.8%

注：中国の産業分類では、第 1 次産業は農林水産業、第 2 次産業は製造業、建設業、鉱業、電力・熱・水道業、第 3 次産業は運輸業、金融業、通信業などのサービス業である。

出典：GEIDCO（2020a）に基づいて自然エネルギー財団作成

中国の電力需要はまだまだ伸びていく。その想定のもとで、石炭火力発電の増加を抑制し、新たな電力需要を自然エネルギー発電電力で賄うことが、電力システムの低炭素化にとって重要である。近年、風力発電と太陽光発電の普及拡大とともに、発電コストが急激に低下して、石炭火力発電コストと同等もしくは低い水準に達した。そのため 2021 年から風力発電と太陽光発電の固定価格買取制度（FiT）を段階的に終了し、「グリッドパリティプロジェクト」を実施している。

GEIDCO の予測では、自然エネルギー電源の設備容量の比率は 2020 年の 42.5%から 2025 年には 55%に増えて、全体の半分を超える主要な電源になる（表 1-2、図 1-8）。そのうち、風力発電と太陽光発電は 2020 年から倍増して、500GW を超える。自然エネルギー電源の発電量は全体の 39.2%を占める見通しである。

一方で石炭火力発電設備の増加量を抑制することにより、2025 年の設備容量を 1100GW 程度に抑える。比率は 37.3%に減少する。

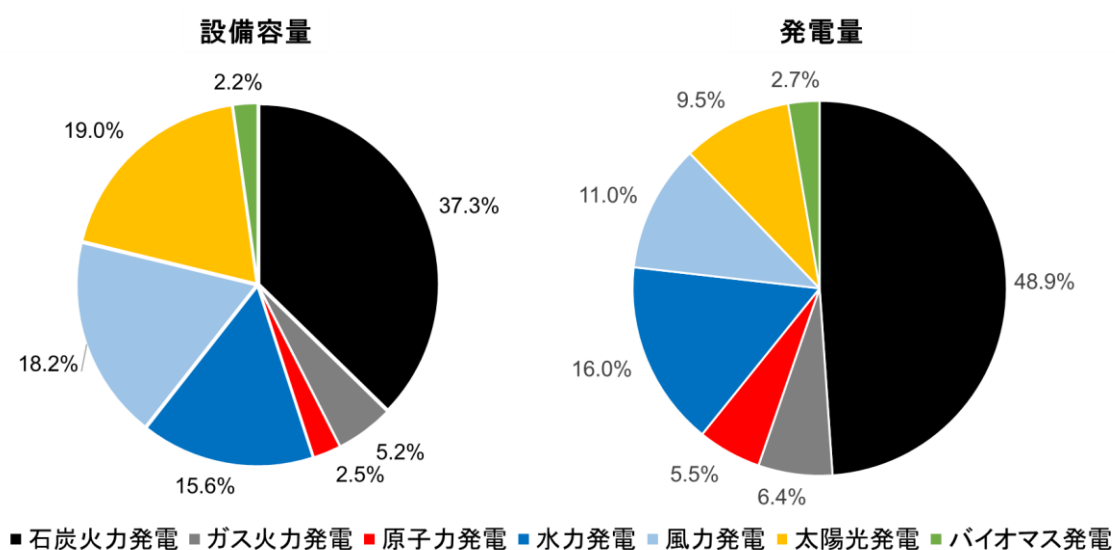
原子力発電では、2015年から国産の原子炉「華竜一号」の建設を開始した。従来型の原子炉は建設中の3基で終了する。国産の原子炉は2020年に最初の1基が運転を開始し、2020年末の時点で8基を建設中である。さらに合計30GWの新設を予定している。2025年の原子力発電の設備容量は現在の50GWから72GWへ増加するが、国全体の発電設備容量に占める割合は2.5%にとどまる。現状(2.3%)から0.2ポイントの微増に過ぎない。発電量は5.5%で、自然エネルギーの7分の1である。今後も自然エネルギー電源の増加が見込まれるため、カーボンニュートラルを推進する過程においても原子力は主要な電源にならない。

表 1-2 2025 年の電源構成の予測

	設備容量		発電量	
	GW	%	TWh	%
合計	2950	100%	9300	100%
石炭火力発電	1101	37.3%	4520	48.9%
ガス火力発電	152	5.2%	590	6.4%
原子力発電	72	2.5%	510	5.5%
水力発電	460	15.6%	1480	16.0%
風力発電	536	18.2%	1020	11.0%
太陽光発電	560	19.0%	880	9.5%
バイオマス発電	65	2.2%	250	2.7%

出典：GEIDCO(2020a)に基づいて自然エネルギー財団作成

図 1-8 2025 年の電源構成の予測 (表 1-2 をグラフ化)



出典：GEIDCO(2020a)に基づいて自然エネルギー財団作成

これらの目標を 2025 年までに実現するには、以下のような政策を第十四次五か年計画案に盛り込む必要がある。

- 石炭火力発電の抑制
 - 東部地域の石炭火力発電を新規に建設しない
 - 西部地域の新規建設は調整電源の用途を中心とする
 - 低効率の古い発電設備を淘汰し、設備総容量を 1100GW 以内に抑制する（2019 年末の設備容量：1040GW）

- 調整電源と蓄電技術の開発・運用：
 - 既存の石炭火力発電設備の改造により電力調整力を高める
 - 自然エネルギー電源の変動性を調整するために、ガス火力発電を 152GW（2019 年末の設備容量：90GW）、揚水発電を 68GW（同：30GW）まで拡大する
 - バッテリーやヒートポンプなどの蓄電技術を開発し、新たに 40GW の設備を導入する
 - 調整力市場および蓄電市場（バッテリーなどを利用して安い電力を購入・蓄電して、電力価格が高い時に販売する仕組み）の構築と運用

- 電力取引のさらなる自由化
 - 自由化対象を住民などの全消費者に拡大
 - 当日市場と時間前市場の整備

- 自然エネルギー電源の拡大に対応する送配電網の整備
 - 西部と東部の間に 7 本、計 2400 万 kW の特高压直流送電線路を建設
 - 華北・華東電網と華中電網の間の特高压交流送電線路を建設、広域同期送電網を形成

- 水素技術の開発・利用
 - 自然エネルギー発電の電力による水素製造の技術開発
 - 水素の貯蔵・運送・利用に関する技術開発

第2章 卸売・小売分野の自由化

2-1 電力取引の制度改革

2-1-1 従来の電力取引制度

2015年の電力システム改革以前の電力取引制度では、図2-1に示すように、送電・配電と卸売・小売事業は実質的に国有の送配電事業者が独占して経営していた。国有の送配電事業者は前章に紹介したように、国家電網、南方電網、内モンゴル電網の3社である。送配電事業は発電事業者から直接に電力を買い取り、電力の小売も独占事業として運営してきた。このため一部の大口需要家への相対取引を除いて、一般の消費者は電力の購入先を選択することができなかった。

電力の卸売価格と小売価格は、地域（通常は省レベルの行政区域）ごとに政府が規制する。中国の卸売市場ではベンチマーク価格で電力を買い取る制度があり、地域ごとにベンチマーク価格を設定している。火力発電（石炭・天然ガス）ベンチマーク価格、水力発電ベンチマーク価格、原子力発電ベンチマーク価格をそれぞれ設定する。ベンチマーク価格は地域内の同類の発電設備の平均的な発電コストと収益水準に基づいて決める。

小売価格は卸売価格をもとに、送配電事業の限界コストや収益率、さらに各種の加算料金を上乗せする。全国的な加算料金は「国家重大水利工程建設基金」、「ダム移民後期支援金」、「農村送配電網ローン返済金」、「都市公共事業附加金」、「再生可能エネルギー附加金」の5つがある。料金規制の詳細については2-2で詳しく説明する。

図2-1 自由化前の電力取引制度（2015年2月まで）



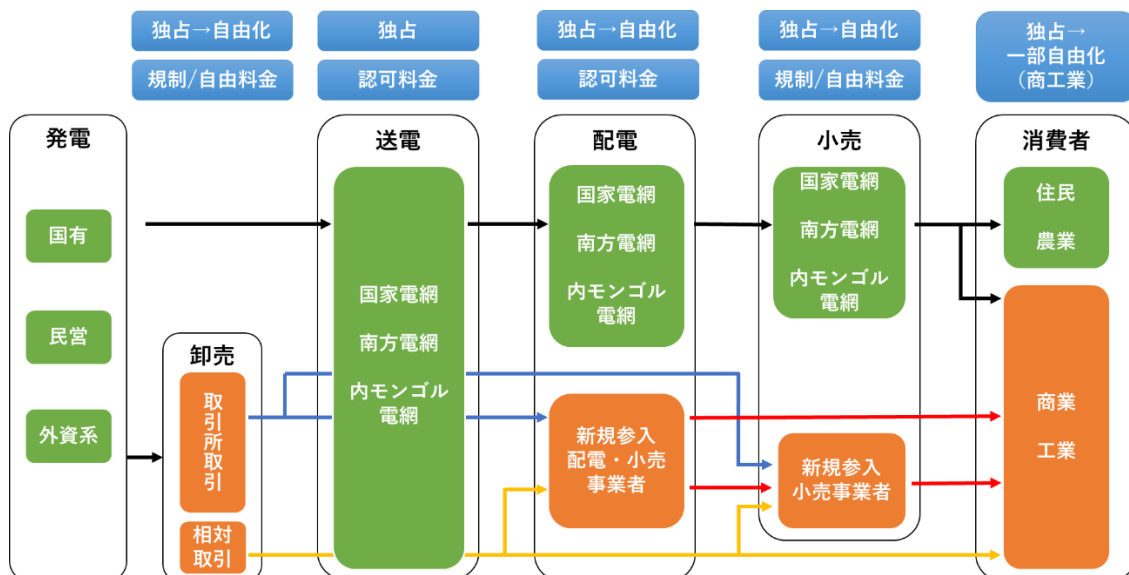
注：矢印は電力売買の流れ

出典：自然エネルギー財団作成

2-2-2 改革後の電力取引市場

配電事業と卸売・小売事業の独占状態を打破するために、中国国務院は2015年3月に電力体制改革の更なる推進に関するガイドライン（参考文献：中国国務院(2015)）を発表した。このガイドラインの中心理念は「中央を管理して、両側を自由化する」である。つまり、送電事業をより強く管理する一方、卸売と配電・小売の両側を自由化する。新たに配電事業者と小売事業者が電力取引に参入できるようになり、消費者は電力の購入先を選択できるようになった。自由化後の電力取引制度は図2-2に示す通りである。

図2-2 自由化後の電力取引制度（2015年3月から）



注：オレンジマークは自由化された部分。矢印は電力売買の流れを表す。青の矢印は卸売、赤の矢印は小売、黄色の矢印は相対取引を表す。黒の矢印は改革前の電力取引制度

出典：自然エネルギー財団作成

配電・小売の分野では、送配電事業者以外の資本参加を認めた。国家発展改革委員会は2016年に電力小売会社の設立に関する条例（参考文献：国家発展改革委員会(2016a)）を実施し、新たな電力小売会社の設立を認め、卸売取引も可能にした。2019年には商工業を対象にした電力取引が全面的に自由化され、電力小売の自由化が本格的にスタートした。電力小売事業者は自身で配電網の建設・運営も可能になった。ただし配電網の運営権は、その配電網を利用する電力小売会社のうち1社だけに与えられる。

卸売の分野では、これまで政府が省ごとに設定していた卸売電力料金を自由化した。各省の省内電力卸売の取引所、および省間の電力卸売市場として北京取引所（国家電網域内）と広州取引所（南方電網域内）を設立した。卸売市場では、発電事業者と小売事業者が直接取引できる。市場内の取引方式は「先渡市場」、「一日前市場」、「当日市場」などに分けられている（表 2-1）。

中長期的な「先渡市場」では、「二者間協議（中国では「双方協商）」、「集中オークション（「集中競価）」、「パネル取引（「挂牌交易）」などの取引方式がある。パネル取引は取引条件（電力量や供給期間など）をパネルで公表し、条件に見合う相手を探す方法である。一方、2019年から、山西・甘肅・浙江・山東・福建・四川の6つの地域で、一日前市場と当日市場のパイロットプロジェクトも開始した。

表 2-1 中国の取引市場と取引方式

	先渡市場	一日前市場	当日市場
取引期間	年間・月間	受渡前日	受渡当日
取引地域	省間市場（北京と広州） 各省内市場	山西、甘肅、浙江、山東、福建、四川の6つの地域でパイロット実験中（2019年から）	
取引方式	二者間協議（双方協商） 集中オークション（集中競価） パネル取引（挂牌交易）	集中オークション（集中競価）などで実験中	

出典：自然エネルギー財団作成

一方で独占的な性質が強い送電事業は国の管理監視のもとで、従来の送配電事業者による独占経営を継続する。ただし、以前は明確に規定されていなかった送配電料金をそれぞれ認可制に切り替えた。各地域の送電網の設備費用や運営費用を算定した上で、利益率を上乗せして、送電料金を認可する。配電料金も同様の手法で算定して、新規参入の配電事業者を含めて認可制を実施した。

2-2 規制撤廃による電力料金の自由化

2-2-1 小売料金の自由化

電力システムを改革するまで、中国の電力小売事業は送配電事業者による独占経営であり、小売価格は政府による規制料金であった。小売価格設定の基本的な構造は図 2-3 に示したように、電力の消費者を「住民」、「農業」、「大工業」、「一般商工業」に分類する（地域により設定の仕組みは多少変化する場合がある）。それぞれ電力料金は電圧レベルにより設定されており、電圧レベルが高いほど料金が高い。住民向けは電力消費量により段階的に価格を設定する。時間帯別の電力料金もある。さらに大工業と一般商工業には基本料金を設定している（最大需要量もしくは変圧器容量で基本料金を決定）。

図 2-3 中国の小売電力価格の体系

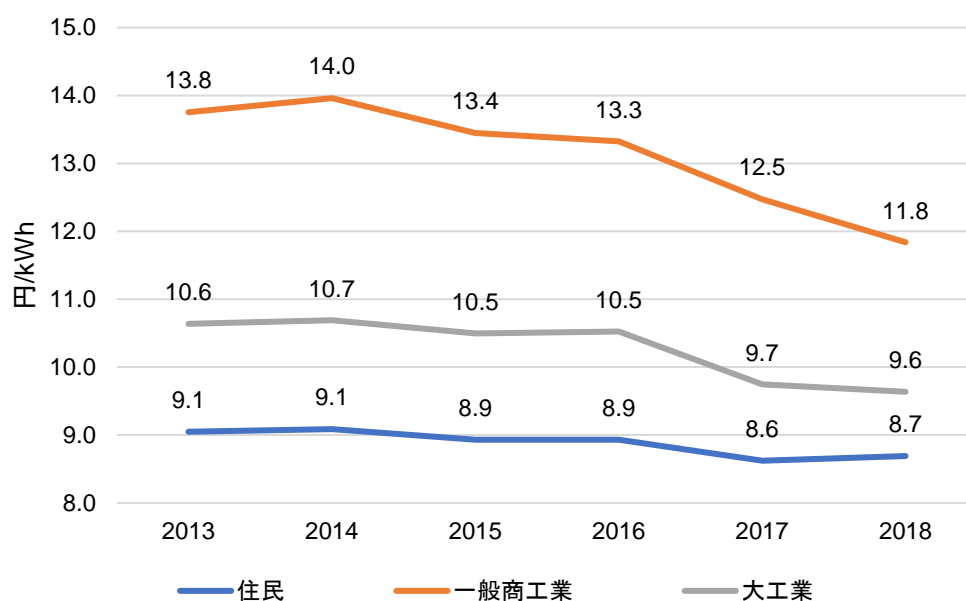
電力消費種類		電圧レベル		電力価格 (RMB/kWh)			基本電力料金	
				平常時	ピーク時	谷時?	最大需要量 (RMB/kW/月)	変圧器容量 (RMB/kVA/月)
住民生活	一戸一表	1kV未満	第一段階					
			第二段階					
			第三段階					
	合表	1kV未満	住民					
			非住民					
		1kV以上	住民					
		非住民						
農業生産		1kV未満						
		1-10kV						
		35kV以上						
商工業・その他	大工業	1kV未満						
		1-10kV						
		35-110kV						
		110-220kV						
		220kV以上						
	一般商工業	1kV未満						
		1-10kV						
		35-110kV						
		110-220kV						
		220kV以上						

出典：自然エネルギー財団作成

小売価格は半年もしくは1年ごとに定期的に見直す。利用電圧が低い住民と農業の電力料金は低く、利用電圧が高い大工業と一般商工業の電力料金は高い。このような制度（「交差補貼」と呼ぶ）は以前から変わっていない。

通常、配電端に低圧電力を提供するためには、発電所から送られてくる高圧電力を降圧する必要があり、高圧電力と比べて低圧電力のコストのほうが高くなる。交差補貼は大工業と一般商工業に対して実際の電力コストよりも高い料金を課す一方、住民と農業には実際の電力コストよりも安い小売価格を提供する制度である（各年の平均小売価格は図2-4を参照）。こうした制度の影響で、中国の商工業における電力コストの負担が重くなっている。この負担を軽減するため、政府は2018年と2019年に一般商工業の平均電力価格を前年比で10%低減する目標を設定した。

図2-4 中国の平均小売電力価格



注：1元=16.3円で換算（みずほ銀行2021年1月25日TTSレート）

出典：国家能源局の公表資料に基づいて自然エネルギー財団作成

2015年から新たな電力小売事業者が参入し、商工業対象の全国的な電力小売も自由化された。小売事業者は卸売市場を通じて発電事業者から電力を調達できるようになった。送配電料金も認可制になったため、小売事業者は小売価格を柔軟に調整できる。2019年に卸売市場で取引された電力量は2177TWhにのぼり、全国の電力消費量の30%を占めた。その大半は新規参入の小売事業者に供給されている。

2-2-2 卸売の改革

改革前の電力卸売価格は地域ごとに火力発電（石炭・天然ガス）、水力発電、原子力発電のベンチマーク価格で設定していた。ベンチマーク価格は各種の発電設備の平均的な発電コストと収益水準に基づいて設定されている。発電事業者はこの価格に基づいて送電事業者に買電する。

発電量が最も多い石炭火力発電のベンチマーク価格は2004年に初めて設定された。その後、石炭価格の変動により、半年もしくは1年ごとに定期的に見直されている。2019年の最新の石炭火力ベンチマーク価格は0.25～0.45元/kWhである（表2-2）。ガス火力発電のベンチマーク価格も同様に地域ごとに設定されているが、石炭火力発電と比べて高い（0.27～0.93元/kWh、2018年）。

水力発電のベンチマーク価格は2004年に初めて湖南省や四川省などの10地域で設定された。しかし水力発電所ごとの発電限界費用が異なるため、一部の水力発電所は赤字になった。そのため、2009年に水力発電ベンチマーク価格は一旦停止した。2014年に制度を修正して、省内の取引はベンチマーク価格で、省間は相対で取引を行う。

原子力発電の卸売価格は発電所ごとに決めていたが、2013年から全国統一のベンチマーク価格（0.43元/kWh）を設定した。2013年以降に運転開始の原子力発電所を対象に、現地の石炭火力ベンチマーク価格より高い場合は石炭火力ベンチマーク価格で、低い場合は原子力発電ベンチマーク価格で売電する。このルールを利用して、電力価格が安い中西部地域の原子力発電の導入を抑制しながら、原子力発電のコスト低減を促進する。

国家発展改革委員会は2019年に石炭火力発電ベンチマーク価格制度の改革に乗り出して、2020年1月1日から、ベンチマーク価格の代わりに「基準価格+変動額」の制度に切り替えた（参考文献：国家発展改革委員会(2019a)）。基準価格は2019年のベンチマーク価格と同様である。この基準額から上下「10%」～「-15%」の変動幅を設け、各地域の電力需給関係者が地方政府と協議して変動額を決める。ただし1年目の2020年にはプラスへ変動しないこととした。

自由化した電力取引制度では、発電事業者は卸売市場を通じて直接に小売事業者や需要家と取引できるようになり、市場の需給状況により卸売価格を形成する。2019年末までに、自由化後の電力取引制度に登録した発電事業者は2万9298社、電力小売事業者は4401社、需要家は15万4149社である。2019年の電力価格の平均値を分析した結果、自由化による電力価格の低減効果が確認できた（中国電力連合会(2020)）。一方、2020年5月には初めて石炭火力発電ベンチマーク価格より高い市場取引価格が出た。

表 2-2 各省の火力発電ベンチマーク価格 (2019 年)

地域 (省、区、市)	人民元/kWh	円/kWh
新疆 (しんきょう) ウィグル自治区	0.250	4.075
寧夏 (ねいか) 省	0.260	4.230
内モンゴル自治区西部	0.283	4.611
内モンゴル自治区東部	0.304	4.947
甘肅 (かんしゅく) 省	0.308	5.017
青海 (せいかい) 省	0.325	5.293
山西 (さんせい) 省	0.332	5.412
雲南 (うんなん) 省	0.336	5.474
貴州 (きしゅう) 省	0.352	5.729
陝西 (せんせい) 省	0.355	5.778
北京 (ぺきん) 市	0.360	5.865
河北 (かほく) 省南部	0.364	5.940
天津 (てんしん) 市	0.366	5.958
河北 (かほく) 省北部	0.372	6.064
吉林 (きつりん) 省	0.373	6.082
黒龍江 (こくりゅうこう) 省	0.374	6.096
遼寧 (りょうねい) 省	0.375	6.111
河南 (かなん) 省	0.378	6.160
安徽 (あんぎ) 省	0.384	6.266
江蘇 (こうそ) 省	0.391	6.373
福建 (ふっけん) 省	0.393	6.409
山東 (さんとう) 省	0.395	6.437
重慶 (じゅうけい) 市	0.396	6.461
四川 (しせん) 省	0.401	6.540
江西 (こうせい) 省	0.414	6.753
浙江 (せっこう) 省	0.415	6.769
上海 (しゃんはい) 市	0.416	6.773
湖北 (こほく) 省	0.416	6.782
広西 (こうせい) チワン族自治区	0.421	6.857
海南 (かいなん) 省	0.430	7.006
湖南省 (こなん)	0.450	7.335
広東 (かんとん) 省	0.453	7.384

注：1元=16.3円 (みずほ銀行 2021 年 1 月 25 日 TTS レート)

出典：各省政府の公表情報に基づいて自然エネルギー財団作成

2-2-3 改革後の取引状況

2019年に電力取引市場を通じて直接取引された電力量は2177TWhにのぼり、電力消費総量に占める割合が30%に達した。2019年の年間市場取引電力量のうち、8割は各省内の取引量(2029TWh)であり、省間の取引量(149TWh)はまだ少ない。

地域別で見ると、華東地域、華北地域、南方地域の3つの地域の直接取引電力量はそれぞれ600TWh、516TWh、416TWhであり、全体の70%を占めている。沿岸部の経済発展地域がより活発に取引する傾向がある。

さらに細かく省別で見ると、直接取引電力量が省内の電力消費総量の40%を超えたのは、雲南省(57.7%)、モンゴル自治区(西部地域、49.8%)、江蘇省(49.6%)、青海省(49%)、山西省(43.7%)の5つである。直接取引電力量の規模が100TWhを超えたのは、江蘇省(308TWh)、広東省(196TWh)、山東省(157TWh)、モンゴル自治区(西部地域、144TWh)、浙江省(131TWh)、雲南省(105TWh)、河南省(104TWh)の7つである。

大手発電事業者¹の実績を見ると、取引市場を通じて合計で1716TWhの電力を販売し、販売電力総量の45.6%を占める。電源別の取引電力量、販売量に占める割合と平均取引価格を表2-3に示した。取引参加率(販売電力量に占める直接取引電力量)が最も高いのは石炭火力で50%を超えている。その他の電源は30%未満である。一方、平均取引価格が最も安いのは水力発電の5.7円/kWhであり、最も高いのは太陽光発電の13.28円/kWhである。太陽光発電は電力需要のピーク時に供給できるため、水力発電の4倍近い高さになっている。

表 2-3 大手発電事業者の市場取引状況 (2019年)

	販売電力量 (TWh)	直接取引電力量 (TWh)	取引参加率	平均取引価格 (元/kWh)	日本円相当 (円/kWh)
石炭火力	2405	1345	55.9%	0.3499	5.70
ガス火力	113	19	16.6%	0.6150	10.02
水力発電	691	200	29.0%	0.2150	3.50
風力発電	204	55	27.0%	0.4540	7.40
太陽光発電	42	11	26.5%	0.8147	13.28
原子力発電	306	86	28.2%	0.3570	5.82

注：1元=16.3円(みずほ銀行2021年1月25日TTSレート)

出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

¹ 中国電力連合会の電力取引データシェアプラットフォームに参加した大手発電10社を指す

第3章 発電分野の低炭素化

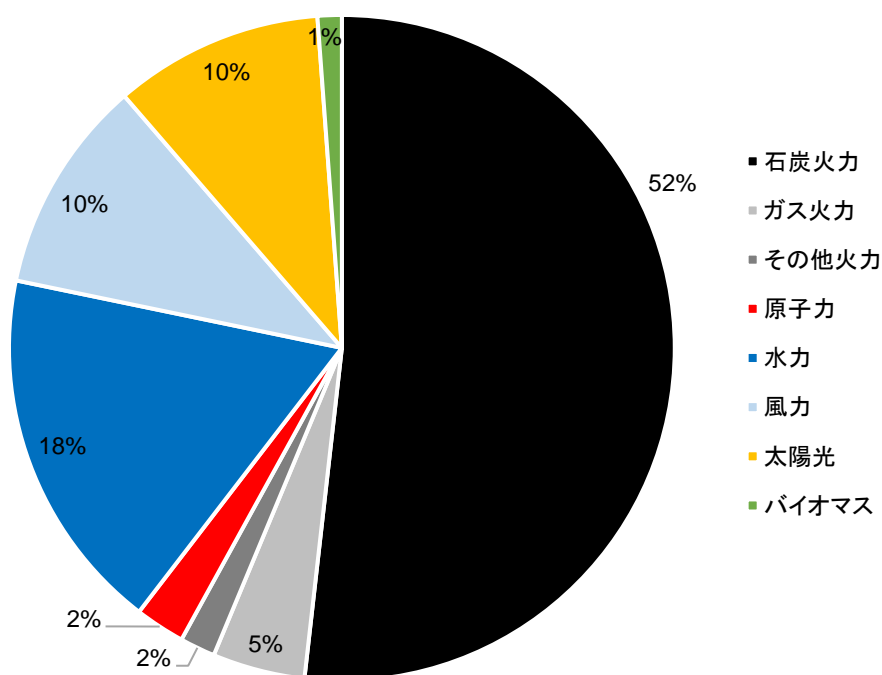
3-1 自然エネルギーの発展

3-1-1 拡大を続ける自然エネルギー

中国では「再生可能エネルギー法」を2006年に実施してから、自然エネルギーによる発電が急速に拡大した。2019年には自然エネルギー発電設備容量が64.7GW増えて、累計では前年から約9%増の794GWとなった。国全体の発電設備容量の39.5%、約4割を占めている(図3-1)。そのうち、水力発電は356GW(17.7%)、風力発電は210GW(10.5%)、太陽光発電は205GW(10.2%)、バイオマス発電は22.5GW(1.1%)である。

2019年に新しく増加した発電設備容量の内訳を見ると、自然エネルギーは64.7GWで、火力の41.2GWを上回り、全体の半分以上を占めている。2019年の時点で風力、太陽光、バイオマスの発電設備容量はすでに2020年の政府導入目標を上回った。水力発電も目標値に近づいている(表3-1)。

図3-1 中国の発電設備容量の構成(2019年)



出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

表 3-1 自然エネルギー発電設備の導入目標と実績 (GW)

電源	2020 年導入目標	2019 年導入実績
水力発電	380	358
風力発電	210	209
太陽光発電	105	204
バイオマス発電	15	24
合計	710	795

出典：中国国家発展改革委員会(2016b)と中国電力連合会(2020)にもとづき自然エネルギー財団作成

中国の沿海地域では、洋上風力発電が続々と開発されている。2020 年までに 5GW の導入と 10GW の建設・計画中の目標を設定したが、2020 年 9 月までの実績で 7.5GW の導入と約 94GW の設備が建設・計画中となり、目標を大きく上回っている (表 3-2)。

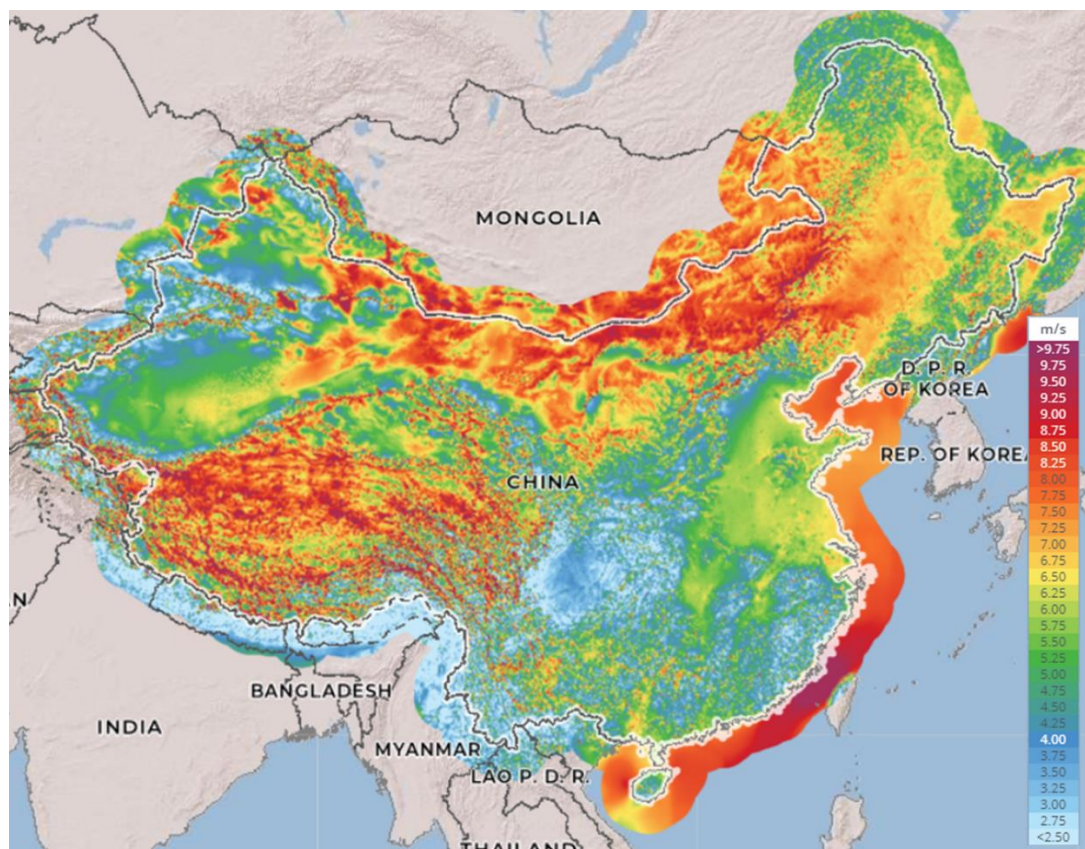
沿岸地域に豊富な風力資源があること (図 3-2) に加えて、電力需要地域に近いために出力抑制が少なく、地方政府が地域経済を促進するために積極的に許認可することが要因である。地域別に見ると、上海市に近い江蘇省の導入量が最も多い。建設・計画中のプロジェクトでは、特に資源量の多い (平均風速が速い) 広東省を中心とする南方地域が全体の半分以上を占めている。

表 3-2 洋上風力発電の導入目標と実績 (GW)

	2020 年目標 (導入済)	2020 年目標 (建設計画)	2020 年 9 月の実績 (導入済)	2020 年 9 月の実績 (建設計画)
遼寧省	0	0.1	0.25	1.9
河北省	0	0.5	0.3	0.8
天津市	0.1	0.2	0.09	0.09
山東省	0	0	0	1.5
江蘇省	3	4.5	4.85	12.8
上海市	0.3	0.4	0.42	0.62
浙江省	0.3	1	0.38	4.08
福建省	0.9	2	0.67	3.75
広東省	0.3	1	0.54	42.7
海南省	0.1	0.35	0	0
合計	5	10.05	7.5	93.78

出典：国家能源局(2016)と Goldwind(2020)にもとづき自然エネルギー財団作成

図 3-2 中国の風力資源の分布 (年間平均風速)

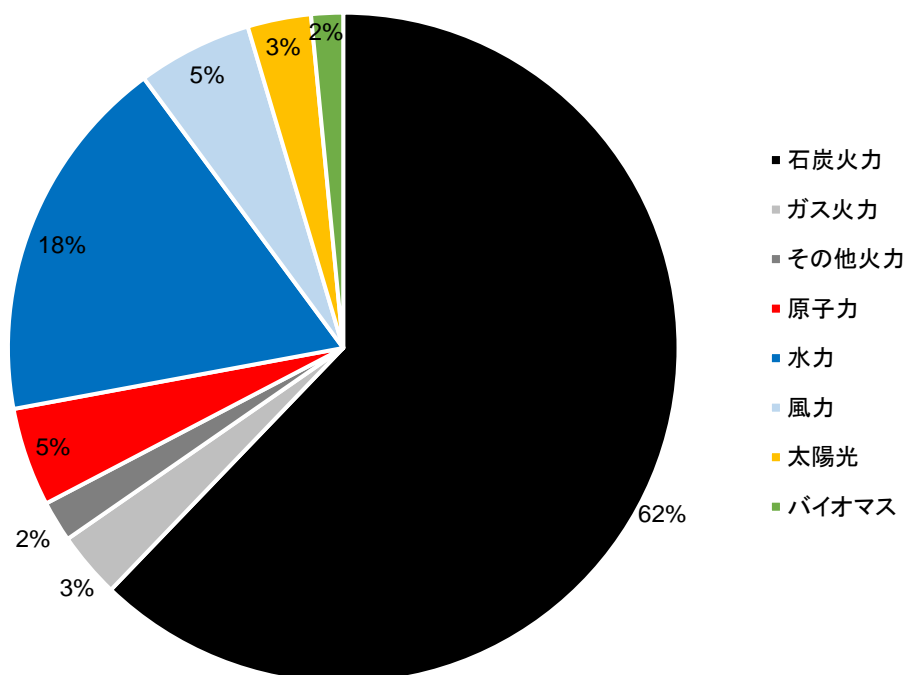


出典：DTU, Global Wind Atlas 3.0

This map is obtained from the Global Wind Atlas 3.0, a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU). The Global Wind Atlas 3.0 is released in partnership with the World Bank Group, utilizing data provided by Vortex, using funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). For additional information: <https://globalwindatlas.info>

自然エネルギーの総発電電力量は 2019 年に 2040TWh に達した。前年から 176TWh の増加で、全体の 27.9%となった (図 3-3)。火力発電による発電電力量は 67%を占めているが、新規に増加した発電電力量で見ると、火力発電によるものは約 3 割にとどまっている。増加した発電量の半分以上は水力 (70TWh、増加量の 21%)、風力 (40TWh、同 12%)、太陽光 (47TWh、同 14%)、バイオエネルギー (19TWh、同 6%) などの自然エネルギー発電によるものである

図 3-3 中国の発電電力量の構成（2019 年）

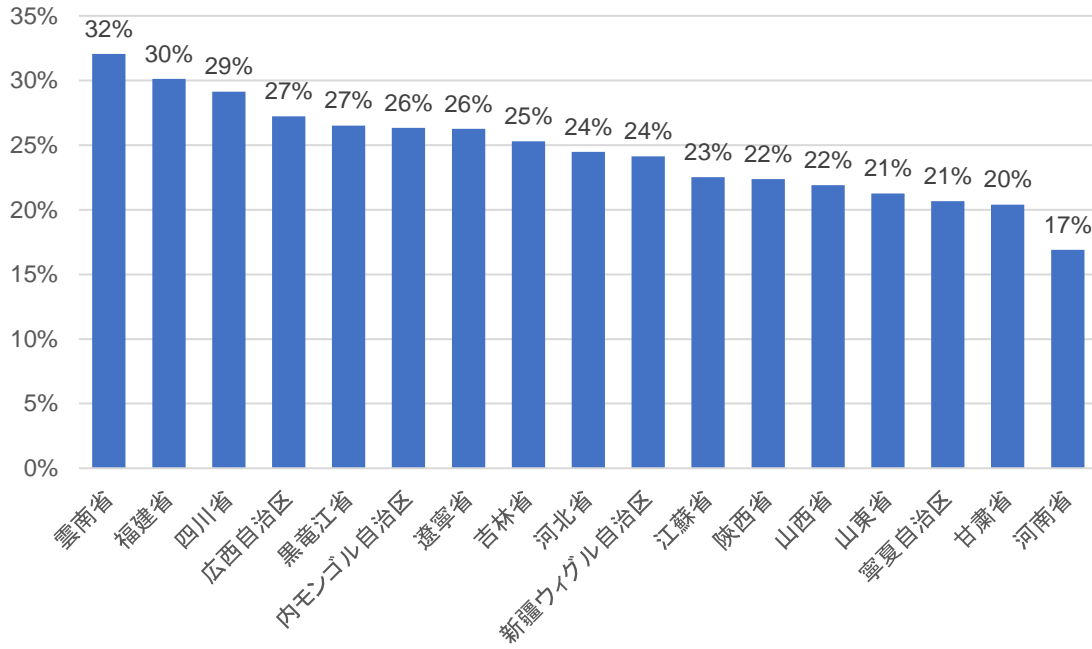


出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

風力発電と太陽光発電の平均年間設備利用率²は、2019年の時点でそれぞれ24%と13%である。地域別に見ると、南方地域の雲南省では風力発電の設備利用率が32%に達している（図3-4）。太陽光発電では、西北地域の内モンゴル自治区の設備利用率が19%で最も高い（図3-5）。日射量の多いことが要因である（図3-6）。

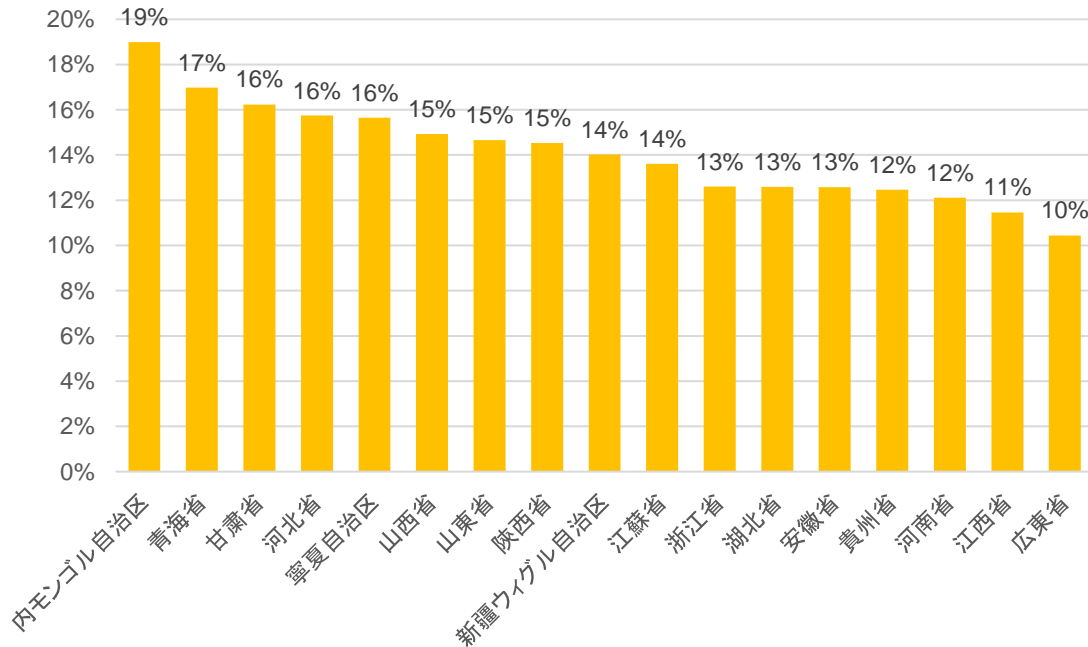
² 年間設備利用率 (%) = 年間発電量 ÷ (発電設備容量 × 365 日 × 24 時間) × 100

図 3-4 地域別の風力発電の設備利用率（2019 年）



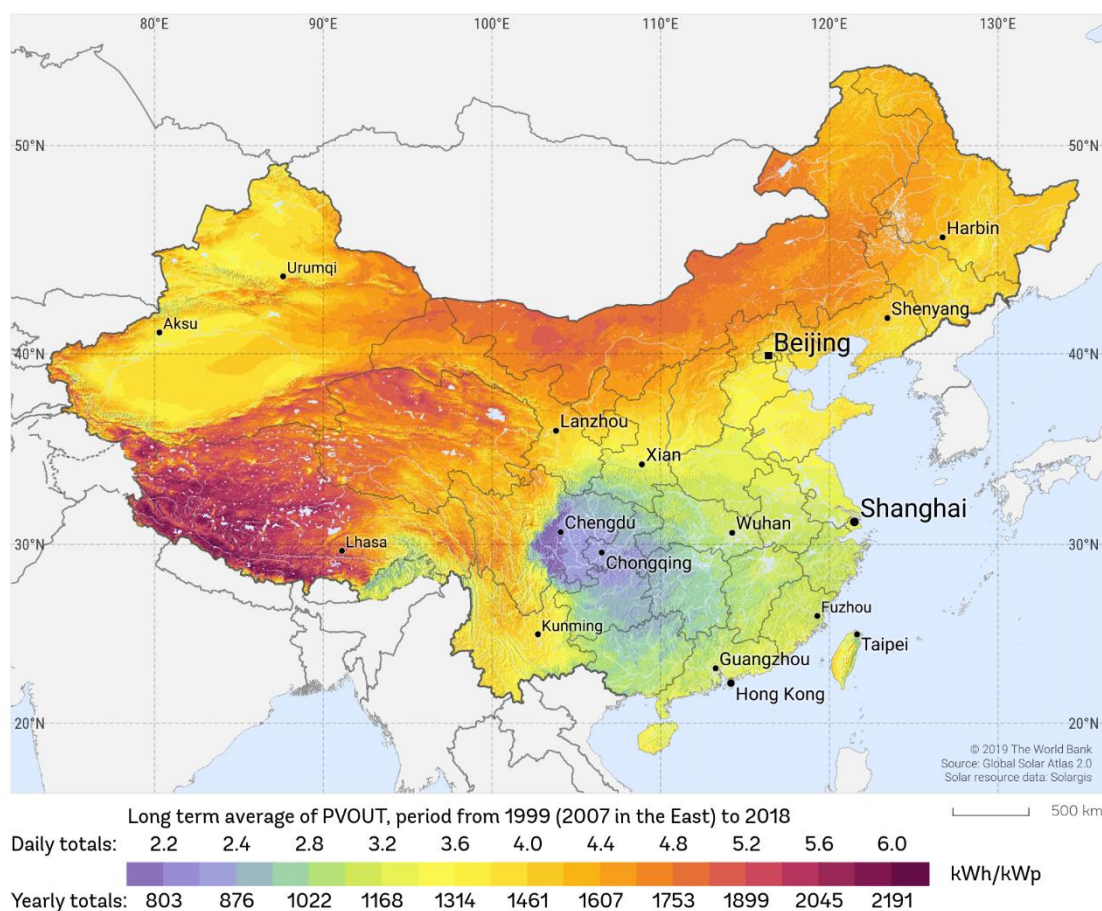
出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

図 3-5 地域別の太陽光発電の設備利用率（2019 年）



出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

図 3-6 中国の太陽光発電の資源量（日射量）



出典：Solargis, Global Solar Atlas 2.4

This map is published by the World Bank Group, funded by the ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>

新型コロナウイルスの影響を受けて、中国では2020年の電力消費が大きく落ち込み、発電電力量も減少した。1月から3月までの全国の発電電力量は前年同期と比べて6.8%の減少で、特に火力発電の発電量が前年比8.2%減少した。一方、風力発電、太陽光発電、バイオマス発電は優先給電と全量買取によって、前年よりも増加した。風力の発電電力量は115TWhで前年比10.4%増、太陽光は53TWhで19.9%増、バイオマスは29TWhで19.3%増である。ただし、水力発電の発電電力量は196TWhで前年比9.5%減になった。風力と太陽光の拡大によって、自然エネルギーの発電電力量は全体の約24%を占めた。（参考文献：国家能源局(2020a)）

3月からロックダウン（都市封鎖）の解除とともに生産・社会活動が再開されて、4月から電力消費量はプラス成長に戻った。1月から12月までの年間の発電量は7624TWhで、前年比4%増加した。そのうち、火力発電は5161TWhで2.5%増、原子力発電は366TWhで5%増、水力発電は1355TWhで4.1%増に対して、風力発電は467TWhで15%増、太陽光発電は261TWhで16.1%増、バイオマス発電は133TWhで19.4%増、と2ケタ伸びた。2020年の自然エネルギーの発電電力量は全体の29.1%を占めた。（参考文献：国家能源局(2021)）

新型コロナウイルスによって電力需要が落ち込む状況の中でも、自然エネルギーの発電量は順調に増えている。中国政府が積極的に自然エネルギーの開発を後押しして、電力部門の低炭素化を促進した結果である。

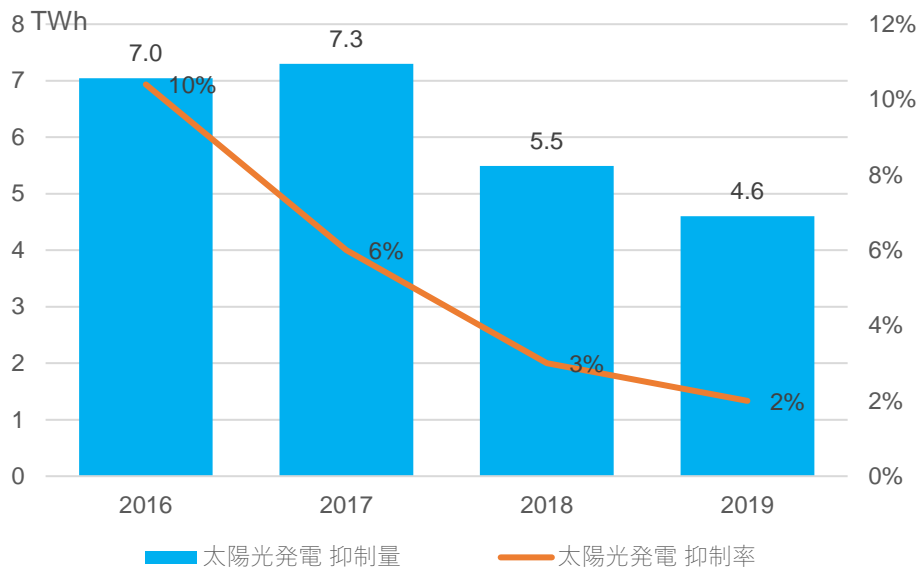
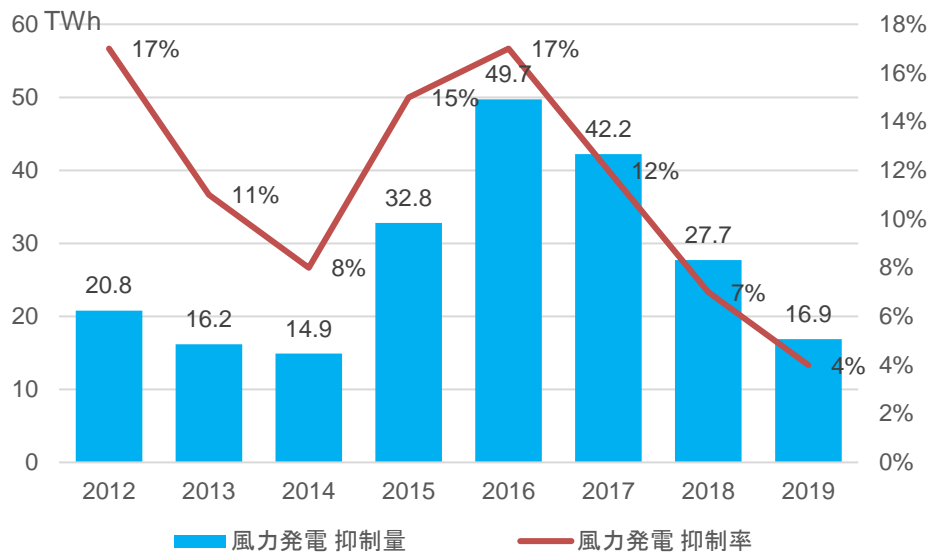
3-1-2 出力抑制問題の改善

中国では2012年くらいから、風力発電を中心に出力抑制の問題が深刻になった。電力の供給量が需要を上回ることが予想される場合に、電力会社が発電事業者に対して出力停止または抑制を要請する。出力抑制が数多く発生した2016年には、風力発電で49.7TWh、太陽光発電で7.0TWhが抑制された。出力抑制が最も深刻な甘粛省や新疆ウイグル自治区の出力抑制率は30%以上を超えた。

中国政府は出力抑制を解消するために、広域の電力需給調整、既存の石炭火力発電設備の改造による調整能力の向上（出力調整幅の拡大や出力調整反応時間の短縮など）といった対策を実施して、抑制率を改善してきた（図3-7）。2019年の出力抑制率を見ると、風力発電が4%（抑制電力量は約16.9TWh）で、前年から3ポイント改善した。太陽光発電は2%（抑制電力量は約4.6TWh）になり、前年比で1ポイント改善している。

ただし、甘粛省、内モンゴル自治区、新疆ウイグル自治区などの西北地域では、依然として出力抑制率が高く、5%以上の地域が多く存在している。特に、チベット自治区の太陽光発電の年間出力抑制率は今回初めて公表されたが、24.1%という高い値であった。これらの地域では出力抑制の減少のための取り組みとして、各地域の地方政府による出力抑制コントロール目標の設定や、自然エネルギー電力の優先送電などを実施している。

図3-7 風力発電（上）と太陽光発電（下）の出力抑制



出典：国家エネルギー局の公表資料にもとづき自然エネルギー財団作成

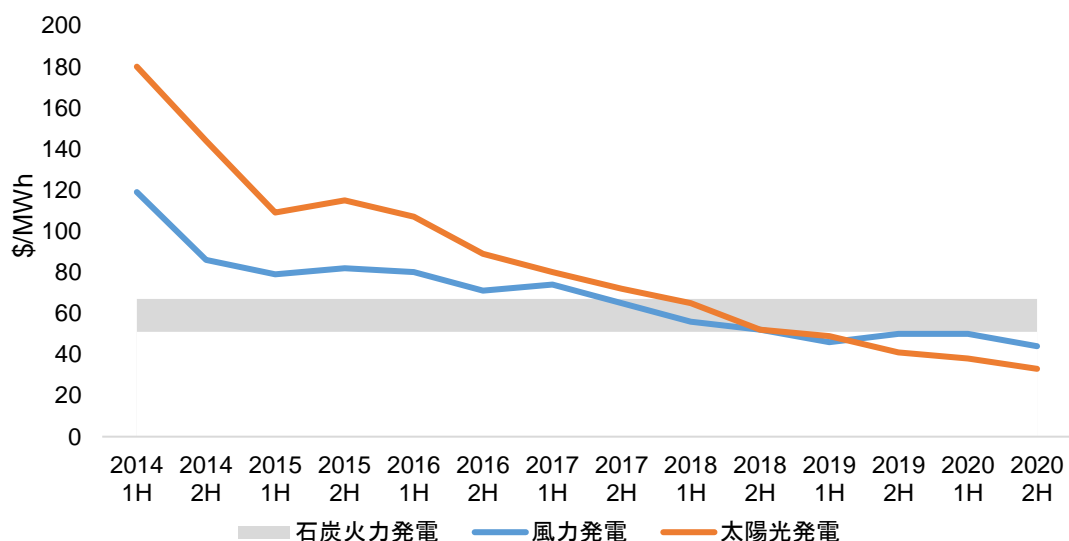
3-2 自然エネルギーの発電コストの低下

3-2-1 風力と太陽光が石炭よりも安い電源に

自然エネルギーによる発電技術の進歩と発電所の建設・運営ノウハウの成熟により、中国の風力と太陽光の発電コストは大幅に低下した。石炭火力発電ベンチマーク価格（卸売価格）と同等もしくは下回る地域が増えてきた（図3-8）。いわゆるグリッドパリティの状態である。

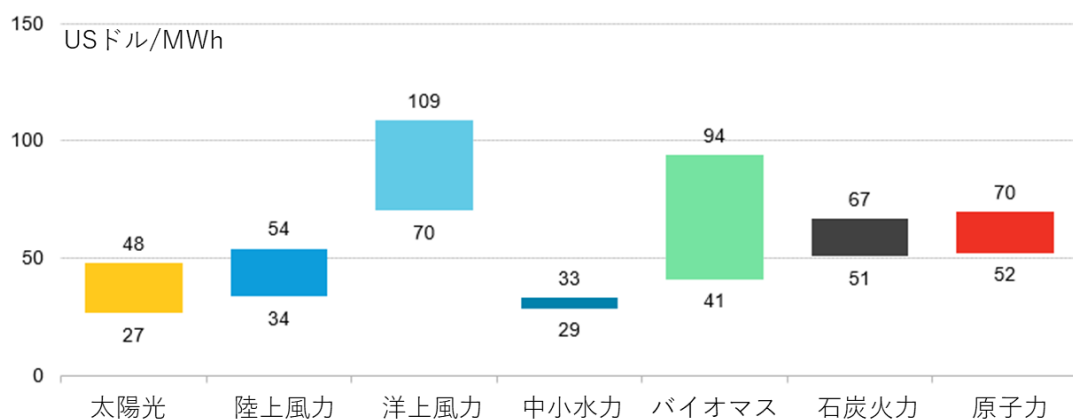
図3-9はBloombergNEFが発表した中国における電源別の均等化発電原価（LCOE）である。2020年の下期には、石炭火力発電のLCOEが51~67米ドル/MWh、原子力発電が51~70米ドル/MWhであるのに対して、風力発電は約34~54米ドル/MWh、太陽光発電は約27~48米ドル/MWhとなった。陸上風力発電と太陽光発電のコストは、主力電源の石炭火力発電より低くなった。

図3-8 中国の風力発電と太陽光発電のLCOE（2014~2020年）



出典：BloombergNEF(2020)に基づいて自然エネルギー財団作成

図 3-9 中国各電源の均等化発電原価 (LCOE) 比較 (2020 年下期)



出典：BloombergNEF(2020)から抜粋して自然エネルギー財団が日本語訳

3-2-2 固定価格買取制度の終了

自然エネルギーの発電コストの低下に伴い、中国政府は固定価格買取制度 (FiT: Feed-in-Tariff) を中心とした支援策を見直した。経済と社会の政策研究や経済のマクロ調整などを担当する国家発展改革委員会は 2019 年 7 月に、陸上風力発電の FiT を 2020 年で終了すると発表した (洋上風力発電は少なくとも 2021 年まで継続)。さらに太陽光発電の FiT については、2021 年から大規模を手始めに段階的に終了することを検討している。中国の自然エネルギーの発電事業はいよいよ FiT を終了して、次の段階に入る (後述するグリッドパリティプロジェクト)。

小規模の分散型太陽光発電に関しては、2013 年に買取制度を開始した当初から、自家消費を促進するために FiP (FiT: Feed-in-Premium) 制度を採用している。すでに出力抑制問題が深刻な状況になっていたからである。

中国の FiP 制度には、「自家消費+余剰売電」と「全量買電」の 2 つの方式があり、すべての発電電力量にプレミアムを付ける。全量買電の場合には、発電設備の所在地の石炭火力発電ベンチマーク価格+プレミアム価格で買い取る。自家消費+余剰売電の場合には、余剰電力は全量買取と同じ方法で買い取るが、自家消費した電力にも同額のプレミアム価格が支払われる。

この FiP 制度も FiT と同様に、商工業を対象にした事業から終了する。さらに住民、最後に貧困対策事業の順に、段階的に終了する見通しである。

表 3-3 風力発電と太陽光発電の買取価格（2020 年）

	買取価格 (元/kWh)	日本円相当 (円/kWh)
風力発電 (FiT)	0.29~0.47	4.6~7.5
洋上風力発電 (FiT)	0.75	11.9
太陽光発電 (FiT)	0.35~0.49	5.6~7.8
分散型太陽光発電 (FiP)	0.05	0.8

注：1 元=15.86 円（みずほ銀行 10 月 1 日の TTS レート）；

出典：中国国家発展改革委員会(2020a)と(2020b)にもとづき自然エネルギー財団作成

国家発展改革委員会は 2019 年 1 月に、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（参考文献：中国国家発展改革委員会(2019b)）を発表した。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。

同委員会は 2019 年 5 月に、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。さらに 2020 年 8 月に発表した 2020 年の承認リストでは、陸上風力発電が 11.4GW、太陽光発電が 33.1GW で、合計 44.5GW が新たにプロジェクトに加わった。2019 年と 2020 年のプロジェクトを合わせると 65.3GW に達する。

買取価格は省・区・市で異なるが、最低 0.25 元、最高 0.453 元である（表 3-4）。日本円に換算して約 4 円～7 円で、日本の買取価格と比べて格段に安い。中国政府の試算によると、2020 年のグリッドパリティプロジェクトは総額 2200 億元（日本円で約 3.5 兆円）の投資促進効果をもたらす、雇用増加や経済成長に大きな貢献が期待できる。

表 3-4 2020 年のグリッドパリティプロジェクトの承認状況

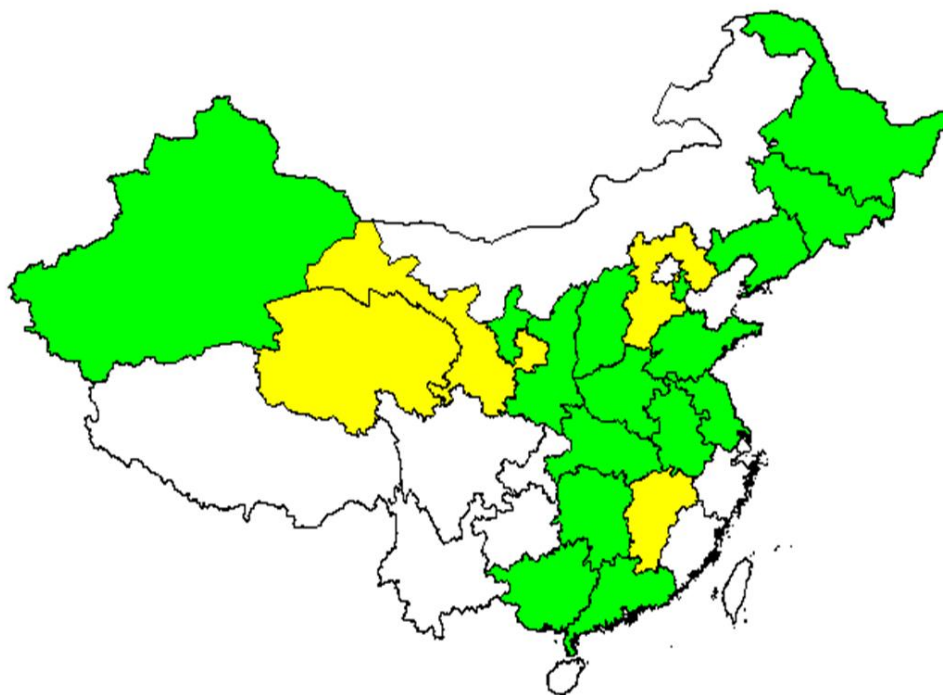
地域 (省、区、市)	発電方法	プロジェクト数	発電設備容量 (MW)	買取価格 (元/kWh)
全国 合計	風力	158	11,397	0.25~0.45
	太陽光	989	33,051	
天津市	風力	9	408	0.3655
	太陽光	8	690	
河北省	太陽光	24	2,753	0.3720(北部) 0.3644(南部)
山西省	風力	2	240	0.3320
	太陽光	1	600	
遼寧省	風力	4	194	0.3749
	太陽光	41	2,141	
吉林省	風力	17	1,312	0.3731
	太陽光	11	405	
黒竜江省	風力	28	2,450	0.3740
	太陽光	11	1,100	
江蘇省	風力	2	70	0.3910
	太陽光	5	353	
安徽省	風力	12	898	0.3844
	太陽光	34	1,864	
江西省	太陽光	1	500	0.4143
山東省	風力	10	640	0.3949
	太陽光	534	1,939	
河南省	風力	15	340	0.3779
	太陽光	54	710	
湖北省	風力	8	501	0.4161
	太陽光	49	3,504	
湖南省	太陽光	25	1,320	0.4500
広東省	風力	11	692	0.4530
	太陽光	127	10,893	
広西省	風力	34	3,054	0.4207
陝西省	風力	3	450	0.3545
	太陽光	15	1,599	
甘肅省	太陽光	28	1,080	0.3078
青海省	太陽光	18	1,200	0.3247
寧夏自治区	太陽光	1	200	0.2595
新疆自治区	風力	3	149	0.2500
	太陽光	2	200	

注：1元=15.86円（みずほ銀行10月1日のTTSレート）

出典：中国国家発展改革委員会(2020c)のデータに基づいて自然エネルギー財団が作成

地域別に見ると、東北部の黒竜江省（3.5GW）と吉林省（2.5GW）、南部の広西省（3GW）で風力発電プロジェクトの申請が多い。太陽光発電では南部の広東省のプロジェクトが13GWで最も多く、全体の約28%を占める。

図3-10 中国のグリッドパリティプロジェクト実施地域



注：黄色の地域は太陽光発電のみ実施、緑色の地域は風力発電と太陽光発電の両方を実施

出典：自然エネルギー財団作成

ただし2019年と2020年に承認したグリッドパリティプロジェクトには条件が付いている。2020年末までに建設を開始すること、さらに風力発電と太陽光発電はそれぞれ2022年末と2021年末までに系統連系を実現することが求められる。これらの条件を満たせなかった場合には、承認が取り消される。

2019年と2020年に承認を受けたグリッドパリティプロジェクトがすべて計画通りに系統連系されると、2022年に16GWの風力発電、2021年に48GWの太陽光発電をグリッドパリティで導入できる。ちなみに2019年の時点で中国全体の風力発電と太陽光発電の設置容量はそれぞれ209GWと204GWである。

3-3 発電事業の低炭素化の展望

前述のように、中国は2030年までにCO₂排出のピークアウト（頭打ち）と2060年までにCO₂排出実質ゼロ（カーボンニュートラル）達成の目標を発表した。2019年の時点で中国の石炭消費量は1次エネルギー消費総量の約58%を占めている。石炭消費の削減はCO₂排出削減にとって非常に重要であり、特に石炭消費量の約5割を占める電力部門の低炭素化が大きな課題になる。

2030年にCO₂排出ピークアウトの目標を実現するためには、2030年に1次エネルギー消費のうち非化石燃料が占める割合を2019年時点の15.3%から25%まで引き上げる必要がある（清華大学(2020)）。目標を達成するためには、水力・風力・太陽光発電設備の導入量を現状から倍増させて、それぞれで400GWを超える必要があることを、清華大学の研究結果では指摘している。

2030年以降も自然エネルギー中心のエネルギー構造に転換しながら、石炭火力発電に対しては厳格なコントロールが必要になる。特に第十四次五か年計画（2021～2025年）の期間中に石炭火力発電の増加を抑制することが重要であり、石炭消費のピークアウトも不可欠である。2030年における電源別の見通しについては現時点で公表されていない。

中国政府は石炭火力発電の無秩序な開発を抑制するために、2016年から石炭火力発電の建設リスク早期警告システムを導入した。このシステムは、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（事業の内部収益率が8%超か）という3つの指標を設けて、省ごとに石炭火力発電の評価を実施することによって、新規投資を抑制している。

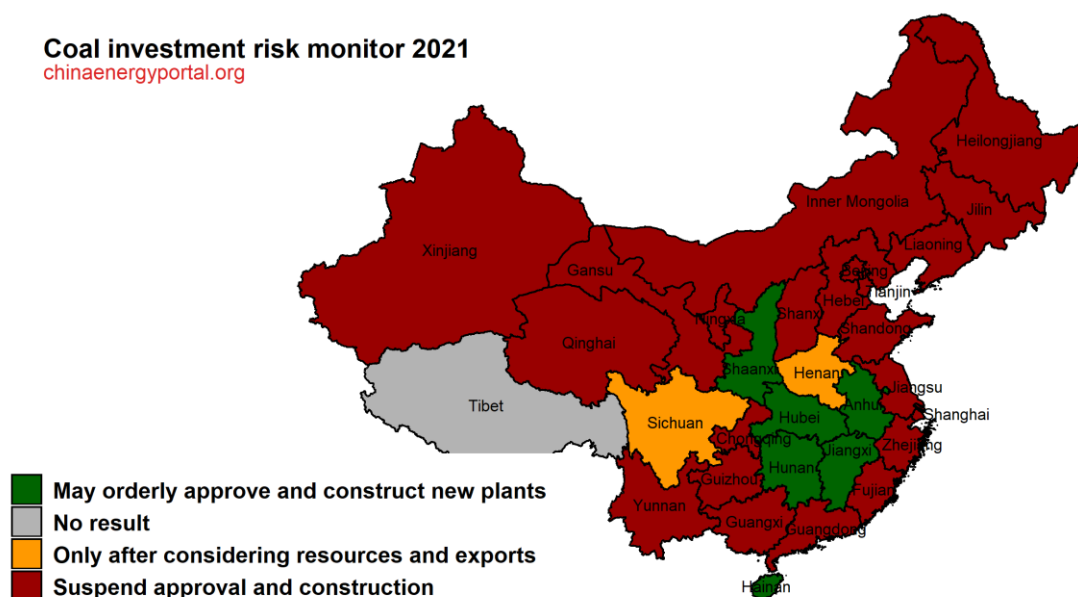
さらに、発電効率が悪くて古い火力発電設備を淘汰するために、省ごとに操業停止目標を毎年設定する。対象になる発電設備は、エネルギー利用率や排出基準を満たしていない、出力が300MW以下、設計寿命を超えている、などの条件に合致するものである（参考文献：国家能源局(2019)）。エネルギー利用率は単位発電量あたりの石炭消費量を表し、排出基準はSO₂、NO_x、煤塵、CO₂などが対象になる。2020年の火力発電設備の停止目標値は国全体で7GWである。各地域の目標を表3-5に示す。

表 3-5 石炭火力発電の停止目標（2020年）

地域	停止目標値 (GW)	地域	停止目標値 (GW)
全国合計	7.33	安徽省	0.21
河北省	0.55	新疆ウイグル自治区	0.52
山西省	0.09	山東省	0.30
内モンゴル自治区	0.04	河南省	2.06
遼寧省	0.20	湖北省	0.18
吉林省	0.24	広東省	0.33
黒竜江省	0.22	海南省	0.28
江蘇省	0.75	重慶市	0.44
浙江省	0.83	陝西省	0.11

出典：国家能源局(2020b)

図 3-11 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：赤と黄の地域：原則として新規に導入しない

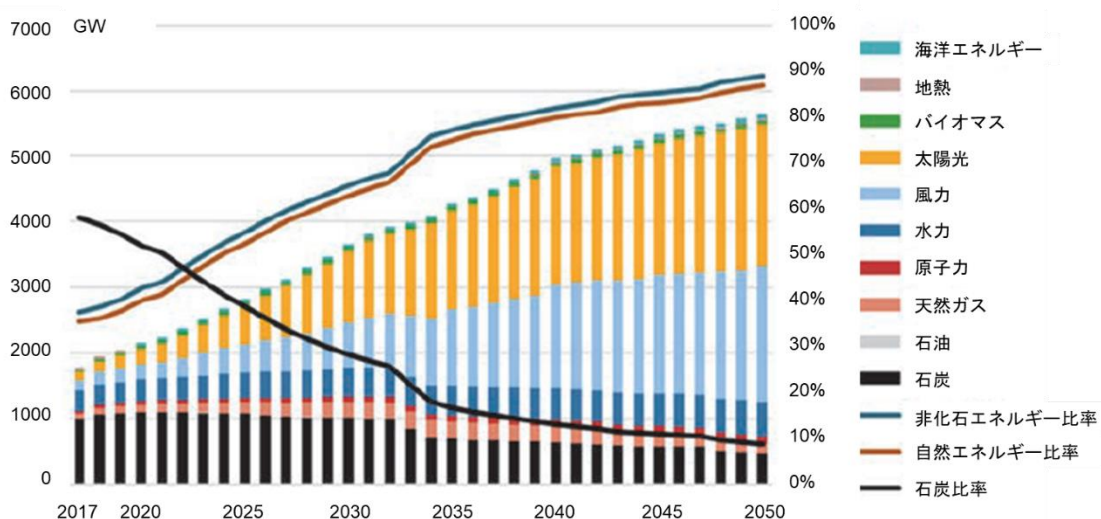
緑の地域：域外もしくは自然エネルギー発電を十分活用して電力を調達しても不足する場合には石炭火力の新設が可能

出典：China Energy Portal(2019)

中国国家再生可能エネルギーセンターが2050年までの電力部門の低炭素化について、さまざまなシナリオを設定して予測を出した（参考文献：中国国家可再生能源中心(2018)）（図3-12）。2050年には、エネルギー利用の電化により、電力消費量が大幅に増加する。発電設備容量は現状の2倍から3倍以上（5500～6800GW）に増えると予測している。

風力と太陽光を主力電源と位置づけ、同じくらいの設備規模になり、合わせて全体の約8割を占める。水力発電などを含めると、自然エネルギー発電の比率は90%を超える。一方、石炭火力の比率は徐々に減少する見込みである。2050年には、石炭火力を含む化石燃料による発電設備の容量は全体の10%以下になる。さらにCCS（二酸化炭素回収・貯留）などの技術を適用してCO2排出を削減していく。原子力発電は現状の設備容量（50GW）から倍増するものの、全体に占める割合は2%程度である。

図3-12 中国の発電設備容量の構成比の予測（2050年まで）



出典：中国国家可再生能源中心(2018)の資料から抜粋して自然エネルギー財団が日本語訳

2050年までのエネルギー転換が予定通りに進めば、電力部門のCO2排出量はほぼゼロになる。実現できれば、中国全体で2060年にカーボンニュートラルの目標を達成できる可能性が高まる。

第4章 送電網の広域化

4-1 送電網広域化の経緯

4-1-1 中国の送電網の現状

中国の送電網は、東北、華北、華東、華中、西北、チベット、南方の7つに分けられている（図4-1）。

図4-1 送電網の区分



出典：自然エネルギー財団作成

国家統計局の統計によると、送配電事業者の国家電網会社の経営範囲は東北、華北、華東、華中、西北、チベットを含む6つの電網に広がっている。対象になる区域の発電設備容量と電力消費量を合計すると、国全体の83%を占めている。ただし内モンゴル自治区の東部地域は東北電網に分類され、同自治区の西部地域は独立する「内モンゴル電網公司」の経営範囲である。

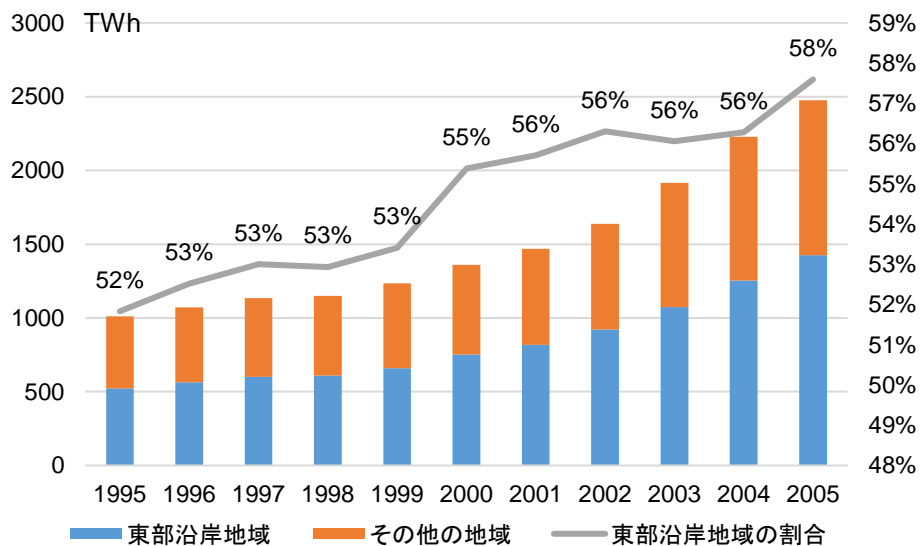
一方、南方電網会社の経営範囲は南部の広東、広西、海南、貴州、雲南の5省に加えて、香港、マカオの2つの特別行政区である。区域内の発電設備容量と電力消費量は全国の17%を占めている

4-1-2 需給アンバランスを解消する地域間送電

中国では長年にわたって石炭中心のエネルギー構造が続いているが、石炭資源は山西省や内モンゴル自治区、貴州省などの西部地域に偏在している。風力と太陽光も同様である。一方でエネルギーの需要は経済が発達して人口も多い東部沿岸地域³に集中している。このためエネルギーの需給は地理的にアンバランスな構造である。

需給アンバランスの問題を解決するために、西部地域の石炭を東部沿岸地域に運んで、発電などに利用してきた。しかし1990年代からの経済高度成長とともに東部沿岸地域のエネルギー需要が急激に増加した結果、石炭の供給が追いつかず、深刻なエネルギー供給不足の状態になった。特に、電力需要の半分以上が東部沿岸地域に集中している(図4-2)。電力需給のひっ迫により、北京や上海などの中心都市でも、90年代を通して計画停電を強いられた。

図4-2 地域別の電力需要



出典：中国国国家統計局(2019)に基づいて自然エネルギー財団作成

³ 東部沿岸地域の範囲は、北京市、天津市、河北省、遼寧省、山東省、江蘇省、上海市、浙江省、福建省、広東省、広西自治区、海南省、香港とマカオ特別行政区である。

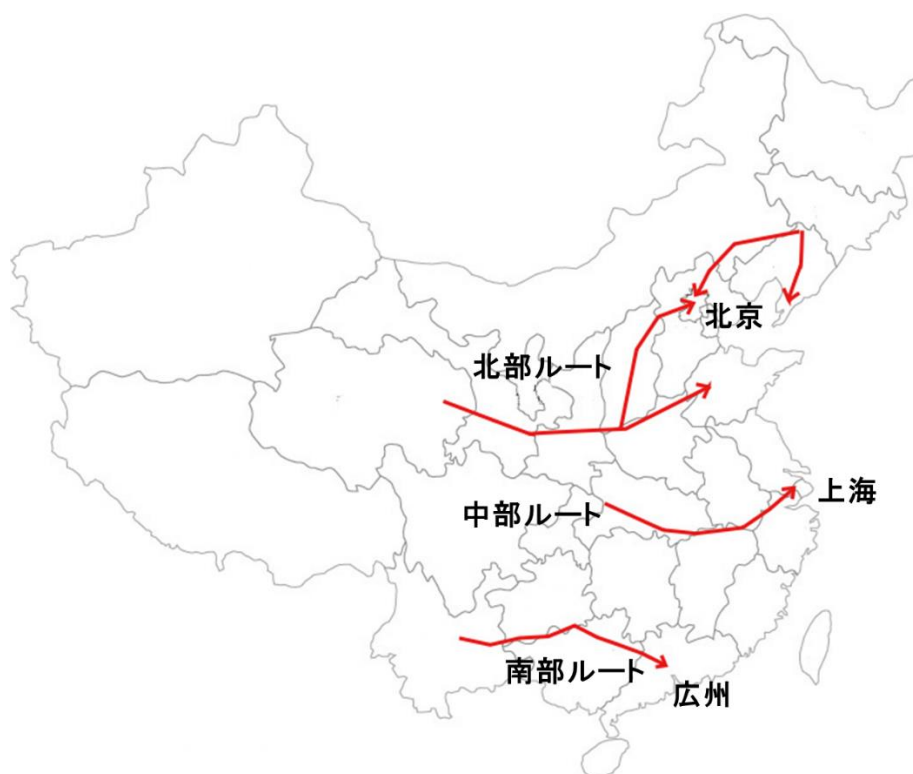
東部沿岸地域の電力不足を解決するために、中国政府は2000年から西北地域（内モンゴル自治区、山西省、陝西省）と中部・南部地域（四川省、貴州省、雲南省、広西自治区）に豊富な石炭と水力資源を利用して、現地で発電してから東部の電力需要地域に送電する「西電東送」計画を実施した。

2000年くらいまでの各地域の送電網は、地域ごとに域内の電力需給バランスを保つことを目的に整備されていて、地域間をつなぐ連系設備は少なかった。そのために発電地域から受電地域の送電網まで電力を直接送る必要がある。西電東送では、長距離に送電しても送電ロスが少ない超高圧の送電線の建設を推進した。

石炭資源の豊富な西北部地域では石炭火力発電を中心に、水資源の豊富な黄河と長江の中上流域および雲南省と貴州省など地域では水力発電を中心に、大量の電力が作られている。これらの地域で発電した電力を華北地域（北京市、天津市、河北省、山東省）、華東地域（江蘇省と浙江省）、華南地域（広東省）に向けて、それぞれ北部ルート、中部ルート、南部ルートの3つのルートで送電して、電力不足の解消を目指す。3つのルートの地理的な位置を図4-3に示す。各ルートの概要は以下の通りである。

- 北部ルート：内モンゴル自治区と山西省などの石炭火力発電所や、黄河中上流域の水力発電所から、北京市と天津市、河北省、山東省へ送電する。北京首都圏の電力安全保障という重要な役割もある。
- 中部ルート：。世界最大の水力発電所がある三峡ダムを中心とした長江および金沙江流域の水力発電を、華東地域へ送電する。上海市、江蘇省、浙江省などの長江デルタ地域（上海を中心とした経済圏）の電力不足を解消する。
- 南部ルート：雲南省、貴州省、広西自治区の境界地帯の水力発電、および貴州省と四川省の石炭火力発電の電力を、広東省に送る。珠江デルタ地域（広州、深圳、香港を中心とした経済圏）に電力を供給する。

図 4-3 「西電東送」計画の主要ルート



出典：自然エネルギー財団作成

2000年に西電東送の計画が正式にスタートした。2001年には南ルートが完成して、広西自治区の「天生橋水力発電所」から広東省に向けて送電を開始した。西電東送の最初の送電事業である。

エネルギー発展十三次五か年計画（参考文献：国家发展改革委员会(2016d)）によると、2015年の時点で西電東送による送電設備の総容量は140GWに達した。そのうち国家电网会社が担当する北部ルートと中部ルートは合計で約105GW、南方電網公司による南部ルートは約35GWである。

さらに、第十三次五か年計画期間中（2016-2020年）に130GWの送電容量を追加して、2020年の送電容量を270GWに拡大することを目標に掲げた。北部・中部ルートは220GW、南部ルートは50GWになる予定である。

4-1-3 自然エネルギーの拡大に向けた広域化

西電東送をきっかけに、中国各地域で送電線が整備されて、地域間と地域内の連系も進んだ。地域間では、超高圧送電線（交流 330kV 以上 1000kV 未満）を中心となる連系線を整備して、全国規模の系統連系を強化した。地域内（各省間）においては 500 kV送電線を中心となる基幹線路を整備して、省間の系統連系を増強した。

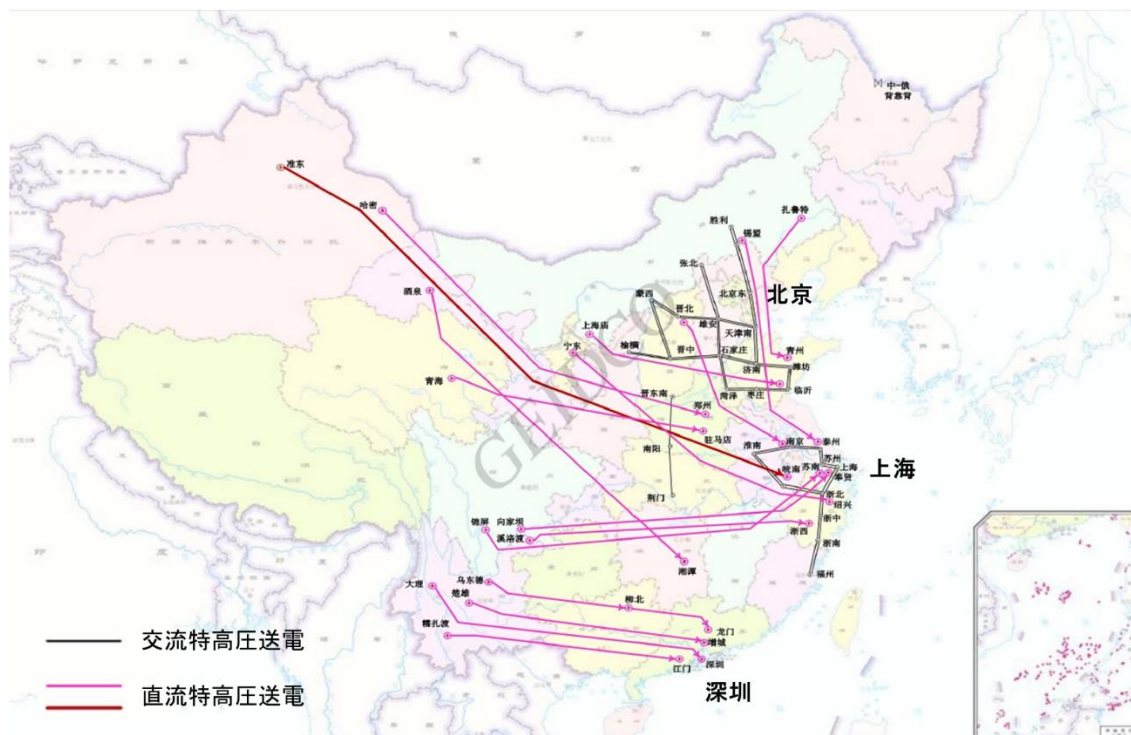
しかし第十二次五か年計画期間中（2011-2015 年）に、自然エネルギーの資源が豊富な西北と東北地域に風力と太陽光発電の開発が集中した。それぞれの地域内では消費量および調整力が不足して、発電量の拡大に伴う地域内の調整が困難になった。出力抑制の問題が深刻になり、風力発電と太陽光発電の出力抑制率は年平均で 30%以上を超えた。この問題に対応するために、特高圧（交流 1000kV 以上、直流 800kV 以上）を中心とする長距離送電網の整備と送電網の広域運用を実施して、自然エネルギー発電地域の送電量と調整力を向上させた。

出力抑制が発生する地域から数千km先にある東部の電力需要地域まで送電するために、電力ロスの少ない特高圧送電を採用した。高い電圧で送電するためには、複数の発電所をまとめて送電する必要がある。西北地域では、10GW 級の風力発電基地⁴をいくつか建設した。さらに最近では、より安定的に送電するために、火力発電や水力発電を調整電源としてセットで送電している。一方、需要が多い華北地域と華東北地域では、地域内の特高圧送電線を整備して、地域内の広域連携を強化し、地域内で消費できる自然エネルギーの発電量を拡大した。

2020 年 9 月の時点で、国家电网公司是エリア内に 24 本の特高圧送電線（交流送電 13 本、直流送電 11 本）を運転しており、さらに 4 本（交流送電 1 本、直流送電 3 本）を建設中である（図 4-4） W。図中の青い線は直流送電線で、1000 kmを超える地域間の送電線として運用している。緑の線は交流送電線で、地域内のメッシュ型の系統を構築している。南方電網のエリア内では、雲南省から広東省へ送電する 3 本の直流特高圧送電線路を運転している。

⁴ 風力基地の目的は、複数の風力発電所をまとめることによって、個々の発電所の出力変動を平準化して、安定的に送電することである。

図 4-4 中国の高圧送電網の発展状況（国家電網公司エリア、2020 年 9 月時点）



出典：GEIDCO(2020a)から抜粋して自然エネルギー財団が一部修正

このような地域間送電線の増強と送電網の広域運用により、自然エネルギーの拡大による需給アンバランスを解決して、出力抑制率を低下させた。

表 4-1 には、2019 年の特高压送電線路の運用状況および自然エネルギーで発電した電力の送電状況をまとめた。2019 年に運転中の 20 本の特高压送電線路によって合計 449TWh の電力を送電した。そのうち、自然エネルギーの電力は 235TWh で、全体の 52.4%を占める。特に、国家電網公司エリア内で 2 本、南方電網の 3 本すべてが自然エネルギーの電力だけを送電した。2019 年に全国の風力発電と太陽光発電の平均出力抑制率はそれぞれ 4%と 2%まで低下した。

表 4-1 特高压送電線による送電状況（2019 年）

		年間送電量 (TWh)	自然エネルギー発電量 (TWh)	自然エネルギー 一発電比率
全 国		448.5	235.2	52.4%
国家 電 網 公 司	長南荊交流	4.9	1.3	26.2%
	榆横至濰坊交流	19.1	0	0.0%
	錫盟送山東交流	5.4	0	0.0%
	皖電東送交流	29.5	0	0.0%
	浙福交流	9.2	0	0.0%
	蒙西-天津南交流	9.5	0	0.0%
	复奉直流	30.2	30.2	100.0%
	錦蘇直流	36.6	36.6	100.0%
	天中直流	41.5	20.8	50.2%
	寶金直流	34.1	34	99.9%
	灵紹直流	41.5	10.9	26.3%
	祁韶直流	17.9	5.6	30.9%
	雁淮直流	25.3	2	0.8%
	錫泰直流	11.9	0	0.2%
	昭沂直流	16.6	6	36.1%
	魯固直流	23.6	9.3	39.3%
吉泉直流	14.7	3.3	22.3%	
南方 電 網	楚穗直流（南方）	28.3	28.3	100.0%
	普僑直流（南方）	21.7	21.7	100.0%
	新東直流（南方）	27.1	27.1	100.0%

出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

4-2 広域化の現状

4-2-1 広域送電網の整備状況

2000年くらいの時点では、中国の送電網は地域内の電力の需給バランスを保つために電圧は主に35～220kV、送電距離は50～300kmだった。しかし西電東送の各ルートの送電距離は1000kmを超える。送電の際に、電圧を高くすることで電流が小さくなり、長距離を送電しても電力損失を小さくできる。そのため、長距離送電の場合、送電距離に応じて高圧送電線を建設する方法をとる。送電容量⁵は送電電圧の上昇とともに増加する。西部地域から大量の電力を東部地域に送電するためには、より高圧の送電線を建設する必要がある。

表4-2は中国の送電系統の電圧区分を示している。中国では交流（AC）による送電のうち1kV未満が「低圧」である。1kV以上330kV未満は「高圧」、330kV以上1000kV未満は「超高圧」、さらに1000kV以上は「特高圧」と区分する。長距離送電の経済性がより高い直流（DC）による送電の場合には、800kV未満が高圧で、800kV以上が特高圧になる。

表 4-2 中国の送電系統の電圧区分

電圧区分	交流（AC）送電	直流（DC）送電
低圧（LV）	1 kV 未満	—
高圧（HV）	1 kV 以上 330 kV 未満	800 kV 未満
超高圧（EHV）	330 kV 以上 1000 kV 未満	—
特高圧（UHV）	1000 kV 以上	800 kV 以上

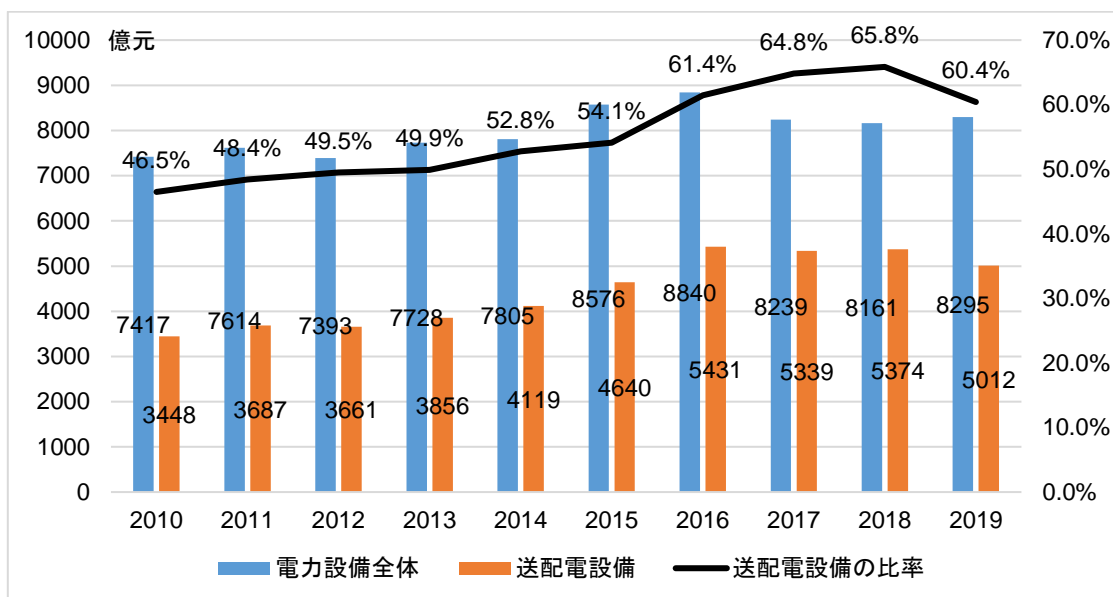
出典：国家標準化管理委員会(2008)に基づいて自然エネルギー財団作成

西電東送の送電線は超高圧と特高圧を中心に整備する。送電距離は500～3000km、送電容量は1000MW以上である。第十次五か年計画期間中（2001～2005年）に、500kVの超高圧送電線を中心に建設した。続く第十一五か年計画期間中（2006～2010年）には、超高圧送電の建設を加速するとともに、電圧が最も高い特高圧送電の建設もスタートした。2006年8月に、中国初の特高圧送電となる「晋東南－湖北」の1000kV交流特高圧送電線の建設が始まり、2009年に商業運転を開始した。さらに同年12月には、世界初となる800kV直流特高圧送電線「雲南－広州」の建設に着手して、2010年に商業運転を開始した。

⁵ 送電容量とは、送電線が支障なく、常時継続して送電できる最大電力量。

第十二次五か年計画期間中（2011～2015年）に、送配電設備の開発投資額は年々増加した。発電設備を含む電力設備全体の投資総額に占める送配電設備の比率も上昇した（図4-5）。2010年の時点では送配電設備の投資額は全体の46.5%だったが、2018年には65.8%になり、全体の半分以上を占めた。

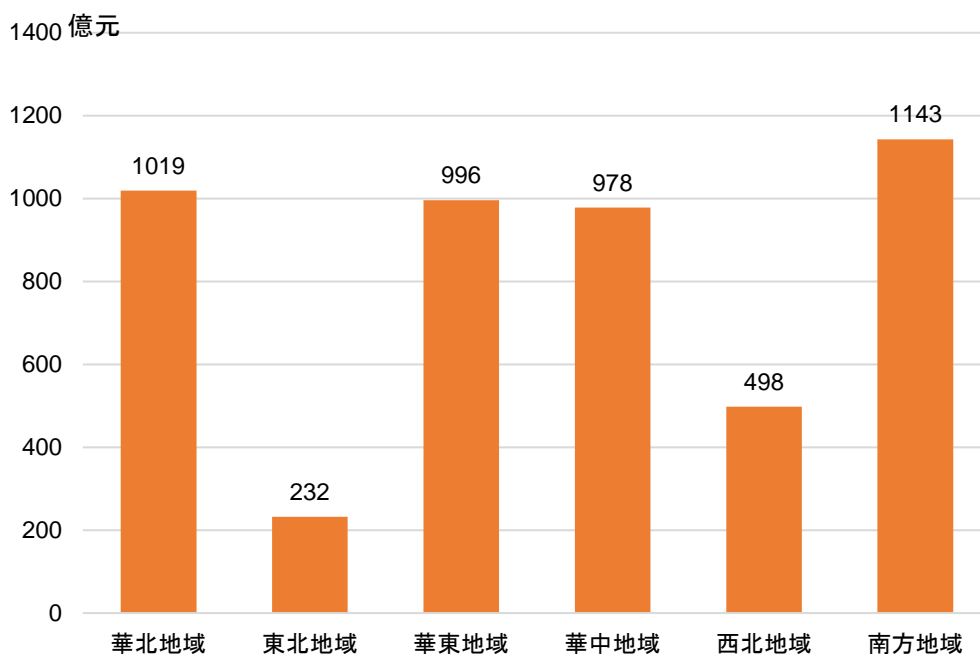
図4-5 中国の送配電設備の投資額（2012～2019年）



出典：中国電力連合会の公表データにもとづき自然エネルギー財団作成

2019年における送電設備の投資額を地域別に見ると、送電地域と受電地域における格差が顕著である。受電地域である華北地域、華東地域、華中地域、南方地域の投資額は他の地域より大きい（図4-6）。これらの地域では受電のための送電網や広域連携を増強する必要性が高い。南方地域の投資額が最も大きくて1143億元（日本円で約1.8兆円）である。華北地域、華東地域、華中地域の投資額も1000億元前後に達している。一方、送電地域である東北地域と西北地域の投資額は半分以下である。

図 4-6 地域別の送電網建設への投資額（2019 年）

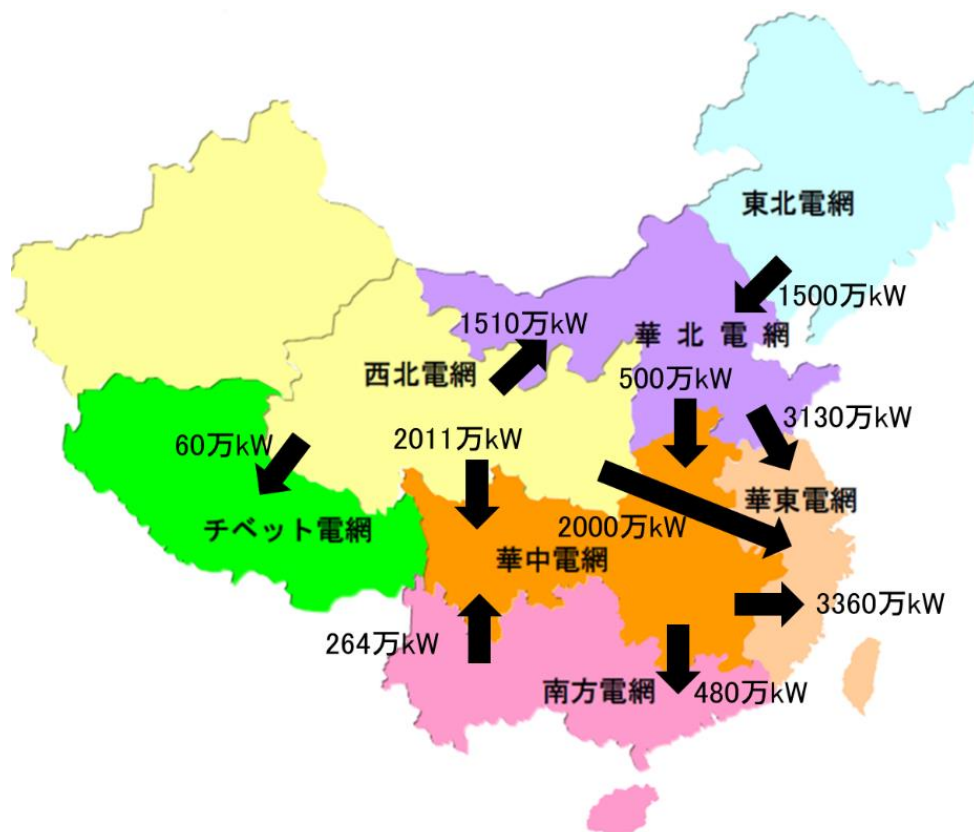


出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

国全体の送電線の整備状況を見ると、高圧送電線（35kV 以上）の総延長距離が 2019 年末の時点で約 194 万 km、前年比で 3.4%増加した。そのうち超高圧送電線の総延長距離は約 27 万 km、特高圧送電線の総延長距離は約 7 万 km である（地球 1 周は約 4 万 km）。中国の特高圧送電線は需要地域に送電するため、一方向の運用を実施している。

図 4-7 に地域間の送電容量をまとめた。2019 年末の時点で地域間の送電容量は合計で 1 億 4815 万 kW になった。西北電網からの送電容量が最も大きくて合計 5581 万 kW、全体の 38%を占める。受電する側では華東電網の送電容量が合計 8490 万 kW で最大である。

図 4-7 地域間の送電容量 (2019 年)



出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

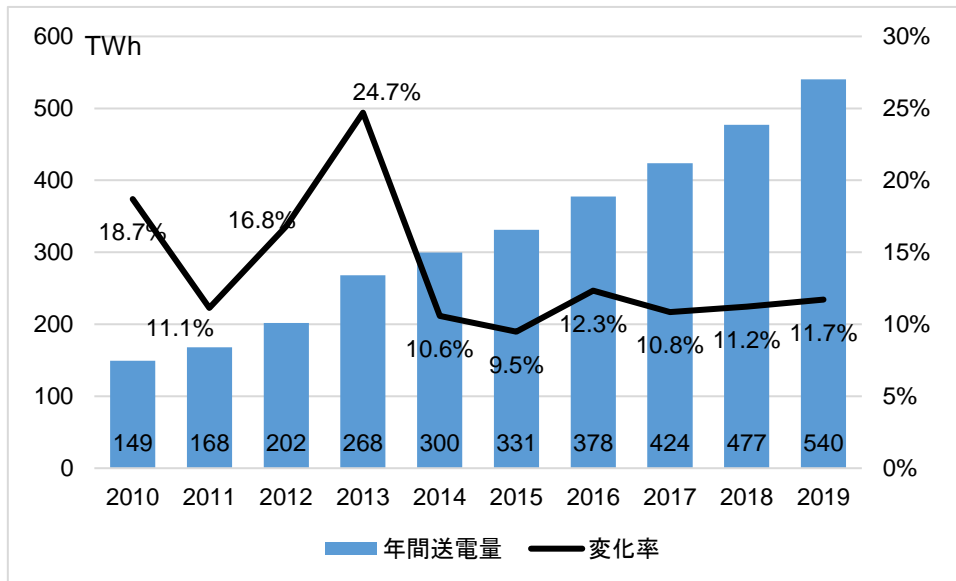
4-2-2 広域送電網の運転状況

送電網の運用状況については、地域電網間の電力融通を表す「電網間送電」、同一地域内の電力融通を表す「省間送電」の2種類に分けて見てみよう。

電網間送電は西電東送が順調に進んだことによって増え続けている。図 4-8 に示すように、2010 年から年率 10%以上のペースで増加している。2019 年に電網間で送電した電力量は、国全体で 540TWh（前年比 12.2%増）に達して、全国の電力消費量の約 7%を占めた。西電東送の送電地域である西北電網、南方電網、華中電網からの電網間送電が多い。

一方の省間送電は同じ地域内だけではなく、別の地域の省へ送電することも含まれる。例えば、華北地域の内モンゴル西部地域から同じ地域内の北京市、もしくは東北地域の遼寧省へ送電する場合、すべて省間送電に分類する。

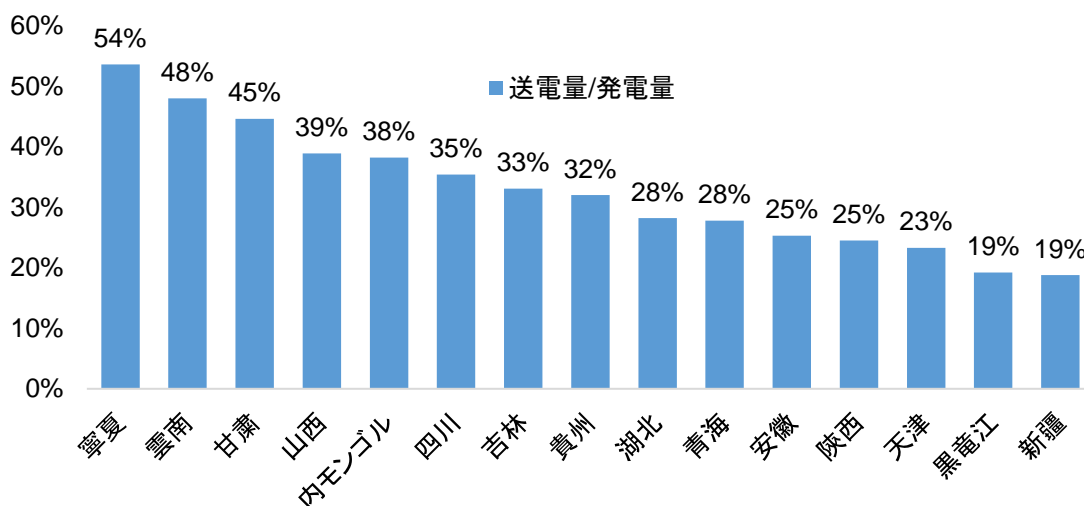
図 4-8 電網間送電による送電電力量



出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

2019年に全国の省間送電の送電電力量は1444TWh（前年比11.4%増）で、電力消費量の約20%を占めた。送電電力量が多い内モンゴル自治区、雲南省、四川省、山西省では省間送電量が100TWhを超えた。省内の発電電力量に占める割合を見ると、寧夏自治区が54%で最も大きい（図4-9）。他地域への送電電力量が省内（自治区内）の電力消費量よりも多いことを示している。

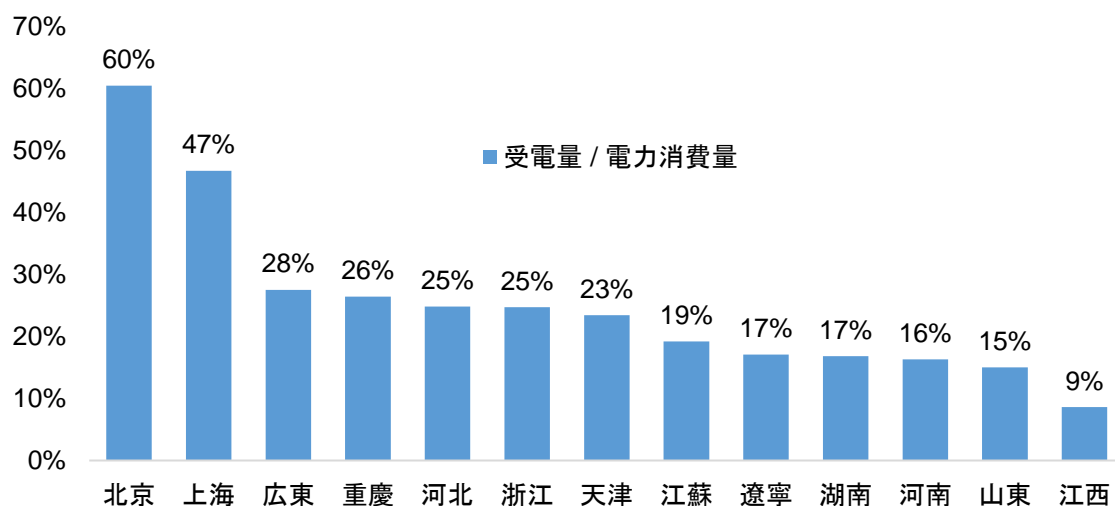
図 4-9 省間送電量が省内発電量に占める割合



出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

これに対して受電地域の状況を見ると、省間の受電電力量が最も多いのは広東省で184TWhに達した。2位の江蘇省（120TWh）を大きく上回っている。省内の電力消費量に占める受電電力量の割合で比較すると、大都市の北京市が60%、上海市が47%である（図4-10）。他の地域からの電力供給に極度に依存している状況がわかる。

図4-10 省間受電量が省内電力消費量に占める割合



出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

4-3 広域化の課題と今後の展望

中国では送電網の広域化が急速に進んでいるが、さまざまな課題も残っている。

第1に、送電設備の年間利用率が低い。国家能源局が発表した調査結果（参考文献：国家能源局(2018)）によると、調査対象となる送電線の多くは年間の設備利用率が60%未満であり、送電容量を十分に活用できていない。主な要因として、計画時の需給予測が現実と乖離していること、受電側の需要変動が大きいこと、送電側の発電設備の建設が予定通りに進んでいないこと、などを挙げている。

GEIDCOの研究報告（参考文献：GEIDCO(2020b)）でも、送電設備の利用率が低いことを指摘している。報告書によると、直流送電と交流送電の発展が不均衡なために、一部の直流送電線がフル稼働できていない。実際の最大送電容量が設計上の最大送電容量を大幅に下回っている（表4-3）。

表 4-3 特高压送電線の運転状況（GEIDCO が調査した 7 カ所、2018 年）

	設計上の最大送電容量 (万 kW)	実際の最大送電容量 (万 kW)
天中直流	800	540
祁韶直流	800	550
雁淮直流	800	600
錫泰直流	1000	650
昭沂直流	1000	620
魯固直流	1000	530
吉泉直流	1200	800

出典：GEIDCO(2020b)に基づいて自然エネルギー財団作成

第 2 に、システムの安定性が地域によって大きく異なる問題がある。表 4-4 は 2019 年の地域別の停電時間をまとめたものである。華東地域の安定性が最も高く、世帯あたりの年間停電時間は 7.1 時間だった。一方で西北地域は 3 倍以上の 26.7 時間である。

送配電網の安定性はさまざまな要因による。そのうちの 1 つは送電網の投資額である。年間停電時間が短い華東地域や華北地域の投資額は西北地域より多い。特高压の交流送電ネットワークも華東地域と華北地域を中心に建設が進んでいる。華東地域と華北地域の高压送電ネットワークは新設の設備が多いため、西北地域と比べて安定性が高いと考えられる。さらに低圧の配電網の整備も安定性に影響を与える重要な要因になる。設備投資が進んでいる都市部と進んでいない農村部で年間停電時間に大きな差が見られる（表 4-4）。今後は老朽化した送電・配電線の更新、および農村部における送電線の更新・増強が必要である。

表 4-4 地域別の世帯あたり年間停電時間

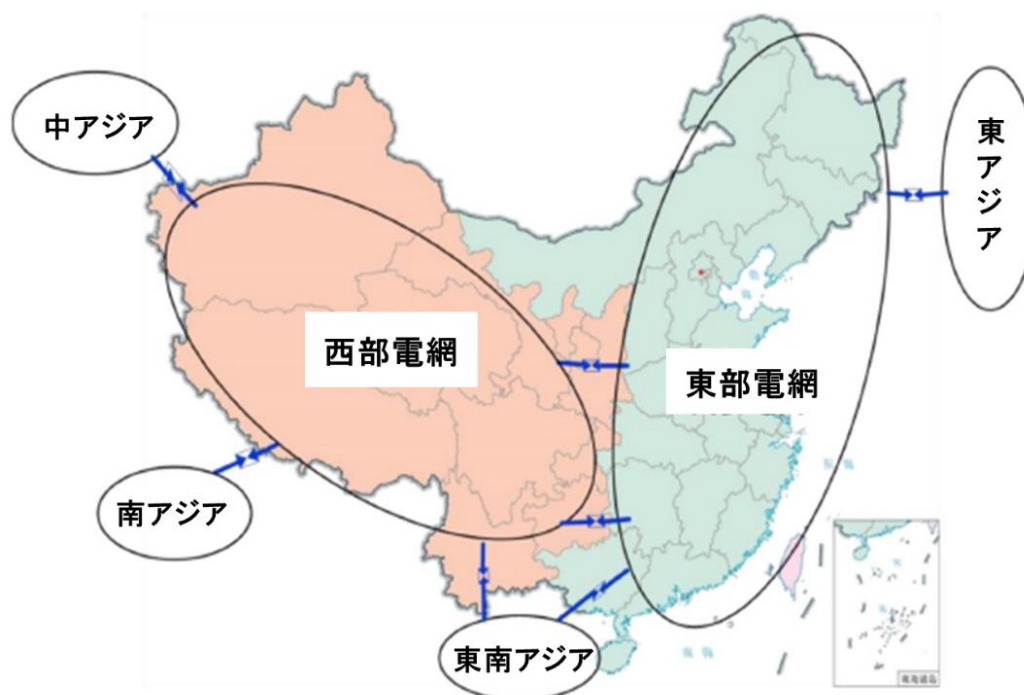
	世帯あたりの年間停電時間		
	平均値	都市部	農村部
全国	13.7	4.5	17.0
華北地域	12.3	3.7	15.1
東北地域	16.2	4.8	20.8
華東地域	7.1	2.9	8.6
華中地域	16.0	5.1	20.0
西北地域	26.7	10.2	30.8
南方地域	15.0	4.8	19.5

出典：中国電力連合会(2020)のデータにもとづき自然エネルギー財団作成

中国では2060年のカーボンニュートラルの目標に向けて、より多くの自然エネルギーの電力を受け入れるために広域送電網の増強が欠かせない。図4-11はGEIDCOが発表した中長期の広域送電網の発展予測である。

中国全体で西部と東部の2つ大きな広域送電網を形成する。西部電網は現在の西北電網と南方電網西部（雲南省）を連系して、広域の需給調整力を高めていく。自然エネルギー電源の変動に対応する調整力を高めると同時に、東部と接続する送電線の利用率の向上につなげる。一方の東部電網は華北・華東・華中、東北・南方の5つの電網を連系して、より大きなメッシュ型の広域送電網を形成する。事故時の連鎖的な事故防止および複数の電網を経由する迂回送電が可能になり、地域間の電力融通を実施しやすくなる。

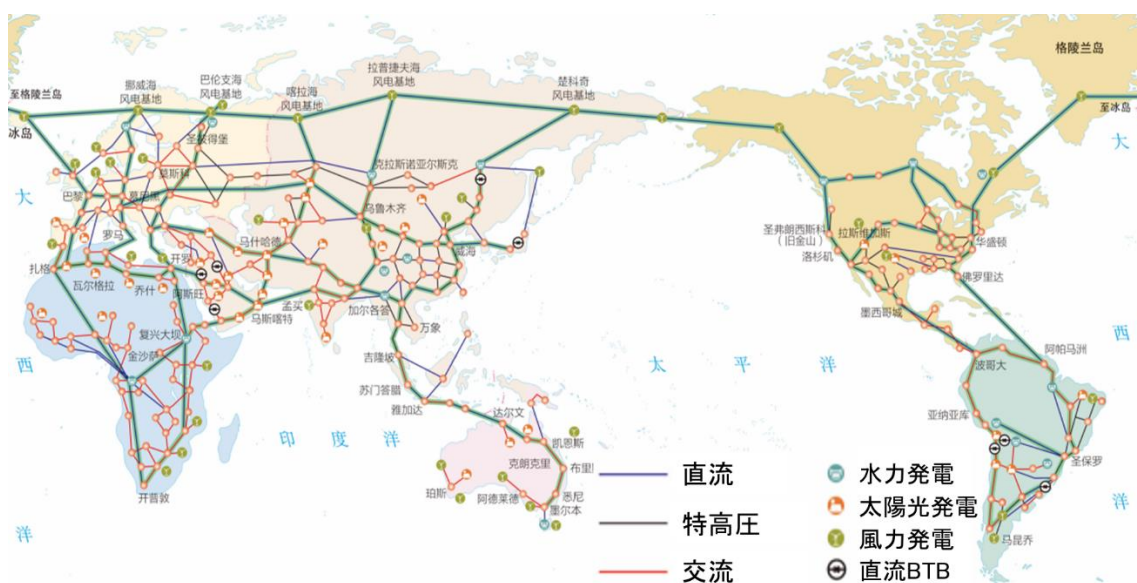
図4-11 中長期の広域送電網の整備計画



出典：GEIDCO(2020b)から抜粋して自然エネルギー財団修正

さらに中国に隣接するロシア、モンゴル、ベトナム、ラオス、ミャンマーなどと国際連系線による送電もすでに実現している。特に東南アジアの各国と系統連系している雲南省では、電力が主要な輸出商品になっている。輸出する電力の90%は水力発電を中心とする自然エネルギーである。今後も国際連系線を増強するとともに、東アジアの日本と韓国、南アジアのパキスタン、ネパール、バングラデシュ、中央アジアのカザフスタンなどの周辺地域と国際連系線を整備して、国際間の送電を拡大する計画である。

図 4-12 GEIDCO の国際連系線の整備計画



注：直流 BTB (Back to Back) とは、同じ周波数だが同期していない 2 つの交流電力系統 (A と B) を接続するために、A 系統の電流を一度直流に変換してから交流に再変換して B 系統に接続する方式

出典：GEIDCO

<参考文献>

英語文献

Bloomberg New Energy Finance (2020), *Levelized Cost of Electricity, China*.

China Energy Portal(2019) 「Circular on 2022 risk and early warning for coal power planning and construction」
<<https://chinaenergyportal.org/circular-on-2022-risk-and-early-warning-for-coal-power-planning-and-construction/>>

Technical University of Denmark, Global Wind Atlas 3.0
<<https://globalwindatlas.info>>

Solargis s.r.o., Global Wind Atlas 2.4
<<http://globalsolaratlas.info>>

中国語文献

Goldwind(2020) 「海上风电工程技术创新-平价时代的新常态」
<<http://news.bjx.com.cn/html/20201210/1121299.shtml>>

Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO) ホームページ
<<http://www.geidco.org/>> (最終閲覧: 2021年1月15日)

Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO) (2020a) 「中国十四五电力发展规划研究」
<<http://www.geidco.org.cn/publications/plan/2.shtml>>

Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO) (2020b) 「新发展理念的中国能源变革转型研究」
<<http://www.geidco.org.cn/publications/plan/2.shtml>>

清华大学(2020) 「中国低碳发展与转型路径研究」
<https://mp.weixin.qq.com/s/4-EJfwl6F3a94Yu4O96_Jw>

中国国家可再生能源中心(CNREC,2018) 「中国可再生能源产业发展报告 2018」, 中国经济出版社

中国国家可再生能源中心(CNREC,2019) 「中国可再生能源展望 2018」, 中国经济出版社

中国電力企業連合会(2019) 「中国电力行业年底发展报告 2019」, 中国建材工业出版社

中国電力企業連合会(2020) 「中国电力行业年底发展报告 2020」, 中国建材工业出版社

中国電力企業連合会 「电力统计基本数据一览表」 各年
<<http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi>>

中国国家统计局(2018) 「中国统计年鉴 2018」, 中国统计出版社
<<http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2018/indexch.htm>>

中国国家统计局(2019) 「年度数据: 能源」
<<http://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>>

中国の法令・通知など

「再生可能エネルギー法」、2006年1月1日から実施

中国国務院(2002)「关于印发电力体制改革方案的通知」

中国国務院(2015)「关于进一步深化电力体制改革的若干意见」

中国国家發展改革委员会(2016a)「售电公司准入与退出管理办法」

中国国家發展改革委员会(2016b)「可再生源发展十三・五规划」

中国国家發展改革委员会(2016c)「关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知」

中国国家發展改革委员会(2016d)「能源发展十三・五规划」

中国国家發展改革委员会(2019a)「关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见」

中国国家發展改革委员会(2019b)「关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知」

中国国家發展改革委员会(2020a)「关于完善风电上网电价政策的通知」

中国国家發展改革委员会(2020b)「关于2020年光伏发电上网电价政策有关事项的通知」

中国国家發展改革委员会(2020c)「关于公布2020年风电、光伏发电平价上网项目的通知」

中国国家發展改革委员会(2020d)「关于2019年国民经济和社会发展计划执行情况与2020年国民经济和社会发展计划草案的报告」

中国国家能源局(2016)「风电发展“十三五”规划」

中国国家能源局(2018)「浙福特高压交流等十项典型电网工程投资成效监管报告」

中国国家能源局「2019年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报」(各年)

中国国家能源局「2019年风电并网运行情况」(各年)

中国国家能源局(2019)「关于下达2019年煤电行业淘汰落后产能目标任务的通知」

中国国家能源局(2020a)「国家能源局2020年二季度网上新闻发布会文字实录」

中国国家能源局(2020b)「关于下达2020年煤电行业淘汰落后产能目标任务的通知」

中国国家能源局(2021)「国家能源局2021年一季度网上新闻发布会文字实录」

中国国家能源局「年光伏发电统计信息」(各年)

中国国家能源局「西北区域新能源并网运行情况通报」(各年)

中国国家能源局「全国电力价格情况监管通报」(各年)

中国国家標準化管理委员会(2008)「电工术语 发电、输电及配电 通用术语」

中国の電力システム改革
自然エネルギーの拡大を促す

2021年2月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門1丁目 11F TEL: 03-6866-1020(代表)

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org