



中国电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

满足建设美丽中国的电力中长期 可持续发展研究

中国电力圆桌项目课题组

2019 年 9 月

中国电力圆桌项目

(Power Sector Roundtable,PSR)

中国电力可持续发展圆桌（简称电力圆桌）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

电力圆桌瞄准电力改革和可持续发展前沿，紧密跟踪电力改革实践动向，为地方政府和国家相关部门决策提供理论参考和经验示范，推动和加强电力体制改革的宣传和研究成果转化，为中国电力改革及其可持续发展做出贡献。

项目研究报告系列

- 《推动中国竞争性电力市场建设的整体性研究》 中国宏观经济研究院市场与价格研究所，2018 年 10 月
- 《西北区域电力现货市场及监管机制研究》 西安交通大学，2019 年 4 月
- 《满足建设美丽中国的电力中长期可持续发展研究》 中国能源研究会，2019 年 5 月
- 《基于园区增量配电网的综合能源服务业态研究》 电力规划设计总院，2019 年 7 月

项目课题组



中国能源研究会成立于 1981 年 1 月，是由中国能源科技与管理工作者和能源领域的知名企事业单位组成的学术团体，是中国科学技术协会的组成部分。

中国能源研究会以国家战略思想和战略方针为主线，坚持“研究、咨询、服务、交流”的定位，团结能源领域的科技工作者，发挥能源科技智库的作用，积极开展能源领域重大政策和课题研究，服务能源科技进步和体制机制创新，推动国内外的学术交流与合作，成为国家能源管理部门与企业联系的桥梁和纽带，是中国能源领域最具影响力的学术团体之一。2014 年，研究会成为国家能源局第一批 16 家研究咨询基地之一，也是唯一一家入选的学术团体，为政府决策、部署能源工作发挥了积极作用。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织。自然资源保护协会拥有近 500 名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力，以及约 200 万会员及支持者。自 1970 年成立以来，自然资源保护协会一直在为保护自然资源、生态环境及公众健康而进行不懈努力。自然资源保护协会在美国、中国、印度、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟等国家及地区开展工作，并在中国的北京、美国的纽约、华盛顿、芝加哥、洛杉矶、旧金山以及蒙大拿州的波兹曼等地有常设办公室。

满足建设美丽中国的电力中长期 可持续发展研究

Research on the Sustainable Development of the
Power Sector for a “Beautiful China”

报告撰写单位

中国能源研究会

2019 年 9 月

目 录

摘要	iii
1. 电力需求预测.....	1
1.1 经济社会发展情景分析	1
1.1.1 人口展望	1
1.1.2 城镇化率	3
1.1.3 经济增长	6
1.1.4 人均 GDP	8
1.1.5 产业结构	9
1.1.6 环境影响因素	10
1.1.7 小结	11
1.2 电力消费预测.....	11
1.2.1 电力消费总量预测	12
1.2.2 人均电力消费量预测	14
1.2.3 小结	16
2. 电力发展战略定位	17
2.1 电源结构持续优化，增量清洁替代趋势明显.....	18
2.1.1 煤电装机容量在稳定后逐步下降	19
2.1.2 水电装机增速下行，水电发展驶入慢车道	20
2.1.3 气电发展迎来新机遇，装机规模持续增长	21

2.1.4 可再生能源发电规模持续扩大，风电、光伏发电发展速度快 ...	22
2.1.5 需求侧资源发挥移峰填谷、保障有序供电的重要作用	24
2.1.6 小结	25
2.2 全社会发电量将持续增长，清洁发电比重不断上升	26
2.2.1 煤电将逐步支撑电力系统运行，辅助系统调峰调频	27
2.2.2 非化石能源发电发展迅速，占比由 2017 年的 30% 上升至 2050 年的 75%，与煤电完成角色互换.....	28
2.2.3 小结	32
3. 电力发展战略部署	33
3.1 进一步完善可再生能源发展机制，促进风电光伏等可再生能源 规模化持续健康发展.....	33
3.1.1 当前可再生能源发展存在的问题	33
3.1.2 健全和完善可再生能源发展的建议	34
3.2 建立市场机制，促进资源高效配置	39
3.2.1 电力市场机制发展存在的问题	39
3.2.2 完善电力市场发展机制的建议	40
3.3 深化输配电体制改革，调整电网企业功能定位	44
3.3.1 我国输配电电力体制发展历程和现状分析	44
3.3.2 我国输配电体制改革存在的问题	45
3.3.3 深化输配电体制改革的建议	46
3.4 小结	49
4. 总结及建议	50
参考文献	52

摘要

本研究基于对未来经济社会发展的展望，对满足建设美丽中国的关键节点的用电需求进行了分析预测，确定了各电力品种在能源供应体系中的定位及相互关系，提出了推动电力可持续发展的战略部署及建议。

1. 满足新时代“三步走”的电力需求预测

在多种因素的共同影响下，预计我国电力需求将呈增长趋势、增速有所放缓。本研究预测我国电力消费将于 2050 年，即建成现代化强国之时达峰：以当前的价格水平和汇率测算，到 2020 年我国全面建成小康社会时，全社会用电量为 7.1-7.8 万亿千瓦时，人均用电量将达到 5000-5500 千瓦时；到 2035 年我国基本实现社会主义现代化时，全社会用电量为 10.3-11 万亿千瓦时，人均用电量将达到 7500-8000 千瓦时；到 2050 年我国建成社会主义现代化强国时，全社会用电量为 10.6-11.3 万亿千瓦时，人均用电量将达到 8500-9000 千瓦时。

2. 满足建设美丽中国需要的电力供应体系

“十一五”之前，我国发电基本依靠火电和水电。近年来，新能源及可再生能源装机规模快速增长，尤其是核电、风电和太阳能发电装机呈现出成倍增长的态势。电源结构优化将成为我国中长期能源及电力工业发展的核心任务之一。

(1) 电源结构持续优化，增量清洁替代趋势明显。预计到 2020 年发电装机容量达 21.2 亿千瓦，较 2017 年新增 3.4 亿千瓦，新增非化石能源装机 1.8 亿千瓦，非化石能源和天然

气发电等清洁能源发电装机增量将是煤炭增量的 1.8 倍，约占能源新增装机容量的 64% 以上，新增装机以清洁能源发电为主；到 2035 年，清洁能源装机容量达到 20.2 亿千瓦，较 2017 年新增 12.5 亿千瓦，占总新增装机容量的 78%；到 2050 年，清洁能源装机达到 33.9 亿千瓦，较 2017 年新增 26.2 亿千瓦，占总新增装机容量的 91%。

- 煤电装机容量在稳定后逐步下降
- 水电装机增速下行，水电发展平稳增长
- 气电发展迎来新机遇，装机规模持续增长
- 可再生能源发电规模持续扩大，风电、光伏发电发展速度快
- 需求侧资源发挥移峰填谷、保障有序供电的重要作用

(2) 全社会发电量将持续增长，清洁发电比重不断上升。至 2020 年我国发电量将达到 7.5 万亿千瓦时；预计 2020-2035 年年均增速为 5.7%，2035 年发电量将达到 10.5 万亿千瓦时；预计 2035-2050 年发电量的年均增速将明显放缓至 0.3% 左右，2050 年全国发电量将达到 11 万亿千瓦时，为目前水平的 1.7 倍。非化石能源将迎来新一轮发展，预计到 2050 年非化石能源发电占比将由目前的 30% 左右上升到 75%，煤电由 64% 下降至 15%，非化石能源发电与煤电完成角色互换。

- 煤电将逐步支撑电力系统运行，辅助系统调峰调频
- 风电贡献未来新增电量的 41.3%，成为非化石能源发电的重要组成部分
- 太阳能发电发展迅速，贡献未来新增电量的 51.7%
- 核电贡献未来新增电量的 27.2%，到 2035 年、2050 年分别占总发电量的 11.4% 和 13.6%
- 水电小幅平稳增长，到 2050 年贡献未来新增电量的 13.04%

3. 促进电力可持续发展的战略部署

(1) 进一步完善可再生能源发展机制，促进风电光伏等可再生能源规模化持续健康发展

- 进一步完善和落实可再生能源全额保障性收购制度
- 强化落实可再生能源电力配额制及绿证制度
- 进一步探索激励性管制手段，促进电网企业提高可再生能源消纳能力
- 进一步完善支持可再生能源持续健康发展的财税机制

- 创新可再生能源发展模式，发挥可再生能源发电竞争优势
- 调节电力系统供需稳定，促进可再生能源发展

(2) 建立市场机制，促进资源高效配置

- 建立市场化交易机制，完善峰谷电价形成机制
- 完善辅助服务市场建设
- 完善电力现货市场建设

(3) 深化输配电体制改革，调整电网企业功能定位

- 转变电网企业盈利模式，回归电网企业公共事业属性
- 转变电网企业业务模式，提供高质量增值服务
- 引入多元化投资主体，促进电力市场供需调节

Summary

Based on social and economic prospects, this study analyzes and predicts the electricity demand of key nodes; determines the roles and relationships of different energy types in the power supply system; and proposes a strategy for the sustainable development of the power sector.

1. Meeting the “three-step” power demand forecast in the new era

Through the influence of various factors, the growth pace of China’s power demand is expected to slow. This study predicts that China’s power consumption will peak in 2050, when the country becomes a modern and powerful socialist nation. By 2020, when China has established a “well-off society,” national electricity consumption is predicted to reach 7100-7800TWh, with per capita electricity consumption reaching 5000-5500 kWh (based on current prices and exchange rates). By 2035, when China basically achieves modernization, national electricity consumption is predicted to reach 10300-11000TWh, with per capita electricity consumption reaching 7500-8000 kWh; By 2050, when China become a modern and powerful socialist nation, national total electricity consumption is predicted to reach 10600-11300TWh, with per capita electricity consumption reaching 8500-9000 kWh.

2. Building the power supply system needed for a “Beautiful China”

Before the 11th Five-Year Plan, power generation in China relied primarily on thermal power and hydropower. In recent years, the installed capacity of new and renewable en-

ergy has increased rapidly; in particular, the installed capacities of nuclear, wind, and solar power will increase several-fold. Optimizing the power supply structure will be a priority in the medium- and long-term development of China's energy industry.

a. The power supply undergoes continuous optimization, with a clear trend of substitution

by clean energy. By 2020, total installed capacity for power generation is predicted to reach 2.12 billion kW, an increase of 340 million kW from 2017. The installed capacity of non-fossil fuels will reach 180 million kW. Newly installed generation capacity for clean power will overtake coal by 80%, and account for a majority (more than 64%) of newly installed capacity. By 2035, installed capacity for clean power will reach 2.02 billion kW, accounting for 78% of total installed capacity, and representing an increase of 1.25 billion kW from 2017. By 2050, installed capacity for clean power will reach 3.39 billion kW, accounting for 91% of total installed capacity, and representing an increase of 2.62 billion kW from 2017.

- The growth in installed capacity for coal power will stabilize, then gradually decrease
- The growth in installed capacity for hydropower will slow, but continue to increase steadily
- New opportunities in the development of natural gas will enable installed capacity to continue to increase
- The scale of renewable power generation continues to expand, with wind and solar power generation developing rapidly
- Demand side resources play an important role in shifting peaks, filling valleys, and coordinating the power supply

b. National power generation will continue to grow, and the proportion of clean power generation will continue to rise.

By 2020, China's power generation will reach 7500TWh, and grow at an average rate of 5.7% from 2020-2035. By 2035, China's power generation will reach 10500TWh. From 2035-2050, the average annual growth rate will decrease significantly, settling around 0.3%. By 2050, national power generation will reach 11000TWh, which is 70% higher than present levels. Non-fossil power will usher in a new stage of development. Between now and 2050, the proportion of power generation by non-fossil fuels is estimated to increase from 30% to 75%, while that of coal power will fall from 64%

to 15%. Thus, the role swap between non-fossil and coal power generation will have fully occurred.

- Coal power will gradually adopt a supporting role in ensuring a stable power supply and shifting peak load in the auxiliary power system
- Wind power will comprise 41.3% of new generation capacity, becoming an important part of non-fossil power generation
- Solar power will develop rapidly, and comprise 51.7% of new power generation
- Nuclear power will comprise 27.2% of new power generation, and account for 11.4% and 13.6% of total power generation by 2035 and 2050, respectively
- Hydropower has developed steadily and will comprise 13.04% of new power generation by 2050

3. Advancing the Strategic Deployment for the Power Sector

a. Improve the development mechanism for renewable energy, and promote the sustainable development of renewables, such as wind and solar power.

- Improve and implement the guaranteed purchase agreement system for renewable energy
- Strengthen the implementation of the renewable energy quota and green certificate systems
- Explore incentive options to encourage renewable energy uptake by grid companies
- Improve the finance and taxation mechanisms to support renewable energy development
- Innovate the development model for renewable energy, and capitalize on the advantages of renewables in power generation
- Regulate power supply and demand to ensure stability, and promote the development of renewable energy

b. Establish market mechanisms to promote efficient resource allocation

- Establish a market-based mechanism to improve peak-valley pricing
- Construct the ancillary services market
- Construct the electricity spot market

c. Continue reforming the transmission and distribution systems, and adjust the role of grid enterprises

- Transform the profit model of grid enterprises, and return to the utilities business model
- Transform the power grid business model, and provide high-quality value-added services
- Introduce diversified investment entities to regulate supply and demand in the electricity market

电力需求预测

1.1 经济社会发展情景分析

1.1.1 人口展望

2006 年以来，中国每年的人口增量逐步降至 700 万人左右，老年抚养比开始呈现上升趋势，长期的计划生育政策对于中国人口总量和结构的影响开始显现，中国人口总量的峰值即将到来。

2013 年 11 月，中国政府正式宣布“单独二胎”政策，官方预计每年将新增新生儿人口 200 万左右，但 2014 年实际新增不足 100 万，政策效果远低于官方预期。2015 年 10 月，中共十八届五中全会公报正式提出中国将全面实施一对夫妇可生育两个孩子政策。然而，根据新加坡、韩国、中国台湾、伊朗等地的经验，从“允许二胎”到“停止计划生育”并不会出现“额外”的补偿性出生高峰。2018 年 1 月 18 日，国家统计局发布数据显示，根据全国人口变动抽样调查数据推算：2017 年全年共出生人口 1723 万人，比 2016 年减少 63 万人；人口出生率从 2016 年的 12.95% 下降到 2017 年的 12.43%；同时老龄化程度继续加大，60 岁以上及 65 岁以上老人占总人口的比重都有明显上升。

由于怀孕周期的原因，出生高峰大致会延迟 1 年，因此全面二胎的出生高峰是在 2017 年，生育率在 1.3 左右，远低于国家卫计委所预测的 2.1。根据官方预测数据，我国人口将在 2030 年达到峰值，为 14.5 亿。

联合国和学术界对人口的预测则认为人口峰值会提前来到，且峰值时人口总量会显著低于官方预测结果。

表 1-1 人口展望

单位：亿人

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
联合国	14.03	14.15	14.4	14.08	13.95	13.75	13.44
官方	14.2		14.5				13.8
易富贤	13.93	13.86	13.6		12.87		11.91

本文在联合国、官方、民间的预测数据的基础上进行了人口预测。预测结果显示，中国未来的人口峰值可能会出现在 2030 年之前，预计将在“十四五”期间达到峰值。到 2035 年，人口总量将回落到 13.7 亿，到 2050 年人口总量为 12.5 亿（如图 1-1 所示），与官方的预测结果 13.8 亿有较大差距。

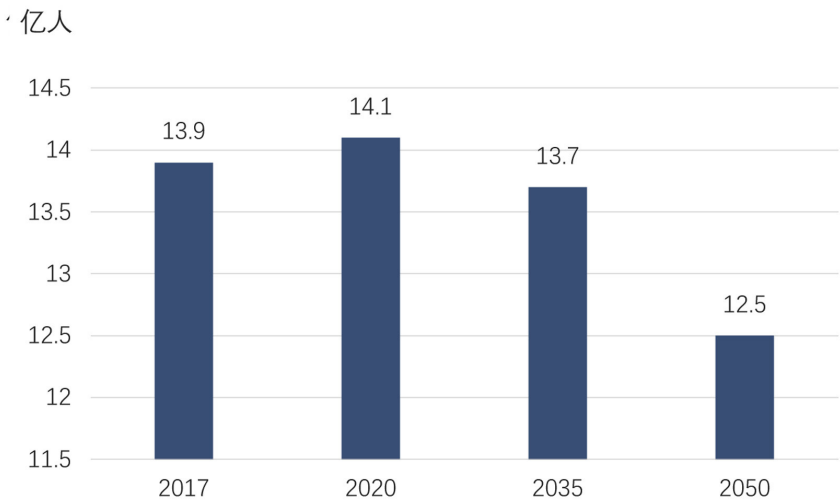


图 1-1 中国人口展望

这主要是受总和生育率的指标值选取偏低的影响。总和生育率是反映人口发展趋势的最重要指标，根据第六次人口普查数据推算，我国总和生育率为 1.18。官方预测人口采用的总和生育率值为 1.5-1.6，与实际情况相比差距较大。

表 1-2 中国人口总和生育率

	1990	1990-1995	1995-2000	2000	2000-2005	2005-2010	2010
联合国		2.01	1.8		1.7	1.64	
“六普”			1.4				1.18
官方	2.31		1.8/1.64				
抽样、小普查“五普”	2.04	1.46 (1995)		1.22	1.33 (2005)		

根据 2015 年全国百分之一人口普查结果，2015 年中国育龄妇女的总和生育率仅为 1.05%，远低于官方预测人口时所采用的总和生育率数据。由此推断，2020 年、2030 年和 2050 年总和生育率和人口总数的预测是高估的。

1.1.2 城镇化率

自 1995 年开始，中国的城镇化进程进入快速发展阶段。常住人口城镇化率二十年间提高了近 30%，由 1996 年的 30.5% 上升至 2017 年的 58.5%。迅速增长的城镇人口主要来源于两个方面：城镇人口自身的自然增长以及大量农业人口涌入城镇。近年来，城镇化增长速度逐渐放缓，预计城市新增住房需求也将从高位缓慢下降，全国商品住宅销售面积或将自高位逐步回落。从东、中、西部地区的城镇化进程看，东部地区城镇化水平较高，目前全国的城镇化率约为东部地区 2006 年的城镇化水平，中部和西部地区城镇化进程发展较为滞后，城市发育明显不足，2014 年中部和西部的城镇化率分别约为全国 2010 年和 2008 年的水平。

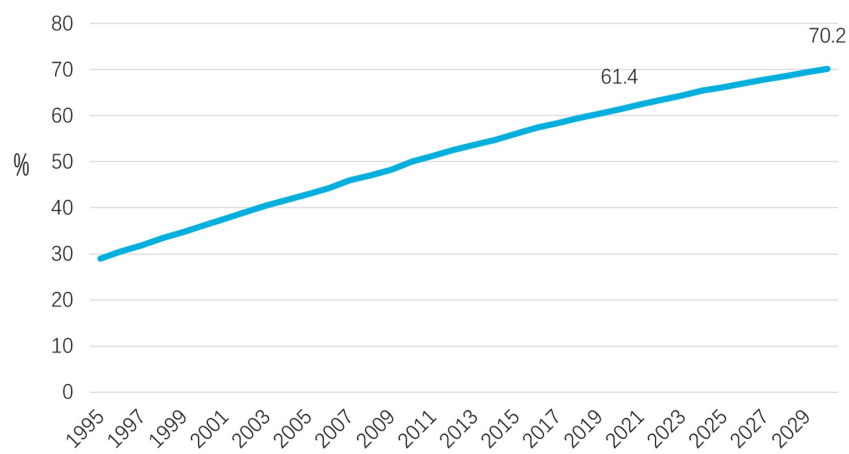


图 1-2 1995-2030 年全国城镇化水平

数据来源：1995 至 2017 年数据来自国家统计局，2018 年及以后数据为项目组预测数据。

2016 年末，我国城市数量已达到 657 个。其中，直辖市 4 个，副省级城市 15 个，地级市 278 个，县级市 360 个。与此同时，我国市辖区户籍人口超过 100 万的城市已经到了 147 个，城镇常住人口比重达到了 57.35%。

从全球范围看，世界主要发达国家的城镇化水平在过去近半个世纪都达到并保持在 70%-80% 左右，日本的城镇化率在 2010 年已超过 90%，中国的城镇化进程远远滞后于世界主要发达国家。根据联合国对于城市化发展规律的理论和实证研究，城市化水平曲线表现为一条由 0 到 1 向右上倾斜的“S”形曲线，30%-70% 的城市化率是城市化的快速发展区间，达到 70% 后进入城市化稳定发展期（如图 1-3 所示）。目前中国仍处于这一区间，城镇化进程还有较大发展空间。

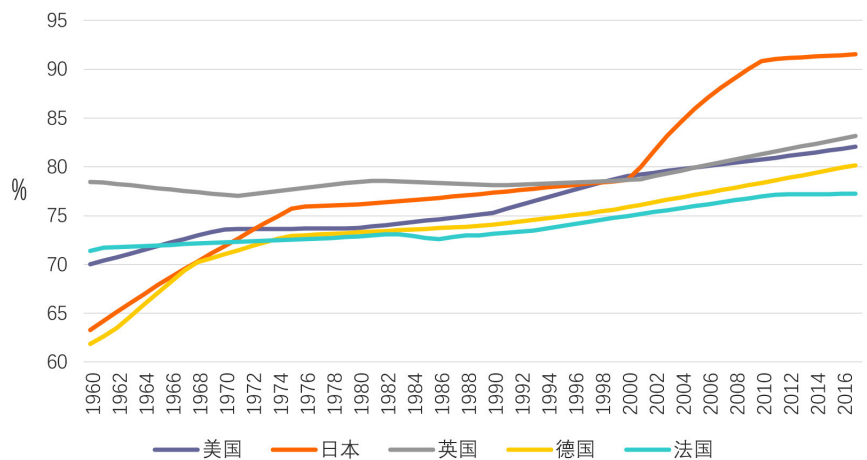


图 1-3 世界主要发达国家城镇化水平

数据来源：国家统计局

2017 年末，我国城镇常住人口 81347 万人，比上年末增加 2049 万人，城镇人口占总人口比重（城镇化率）为 58.52%。根据发达国家的城市化经验，城市化率在 30%-70% 期间是加速城市化的时期，而发达国家的城市化率在 80% 左右。也就是说我国目前仍处于加快城市化的阶段。

根据目前中国所处的经济和城镇化发展阶段，中国将基本完成城镇化的快速发展阶段。预计 2020 年常住人口城镇化率提升至 61.4%，比国务院印发的《国家新型城镇化规划（2014 — 2020 年）》中的目标高 1.4 个百分点。预计 2030 年中国的常住人口城镇化率能达到 70% 左右，由于 70% 是城镇化率一个重要拐点，即城镇化会从快速推进阶段转到稳定发展的阶段，这意味着今后 10 年我国经济保持稳定增长仍然是可以预期的。预计到 2050 年，我国城镇化水平达到 80% 左右（如图 1-4 所示），接近饱和度，也就意味着城镇化基本完成。

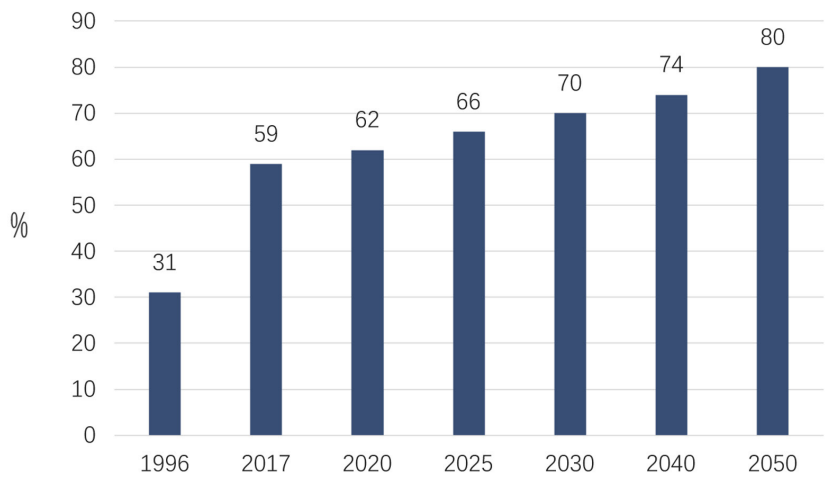


图 1-4 中国城镇化率

1.1.3 经济增长

近年来，中国经济发展进入“新常态”，从过去的高速增长阶段转入中高速增长阶段，经济结构不断优化升级，将重点依靠管理创新、科技创新来推动发展。2011-2017 年 GDP 增长率分别为 9.5%、7.9%、7.8%、7.3%、6.9%、6.7% 和 6.8%（如图 1-5 所示），已明显反映出新常态下经济增速的变化。

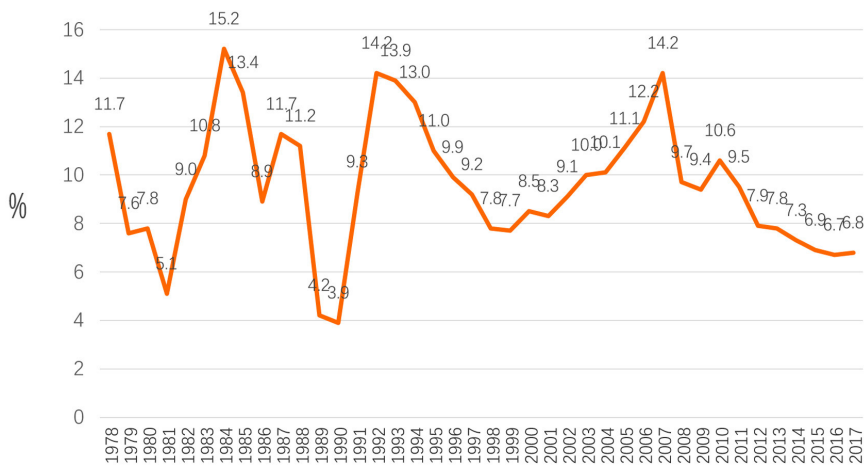


图 1-5 1978-2017 年 GDP 增速

从需求的角度看，模仿型排浪式消费阶段基本结束，基础设施和房地产等投资建设趋于减缓；从供给的角度看，传统产业供给能力大幅超出需求，人口老龄化日趋明显，农业富余人口减少，要素规模驱动力减弱；从资源环境看，环境承载能力已达到或接近上限，对经济发展的约束日趋明显。这些都意味着中国经济增速必然会放缓。

在宏观政策选择方面，政府将不再大量依赖通过宽松的需求端管理政策抬高经济增速，而是一再强调要“保持战略上的平常心”，着力促改革调结构，推进经济转型升级，宁可主动将增长速度降下来一些，也要从根本上解决经济长远发展问题。同时，资源环境约束日趋明显，尤其是在全国发生大规模持续雾霾天气的背景下，政府在经济增长速度 and 环境保护力度方面更需要权衡取舍。

受上述因素的影响，预计年均增速将持续走低，2016-2020 年、2021-2025 年、2026-2030 年、2031-2035 年、2036-2050 年中国经济年均增长率分别为 6.8%、5.0%、4.1%、3.7% 和 3.5%（如图 1-6 所示），中国经济从改革开放以来三十年的高速增长期进入中高速增长期。

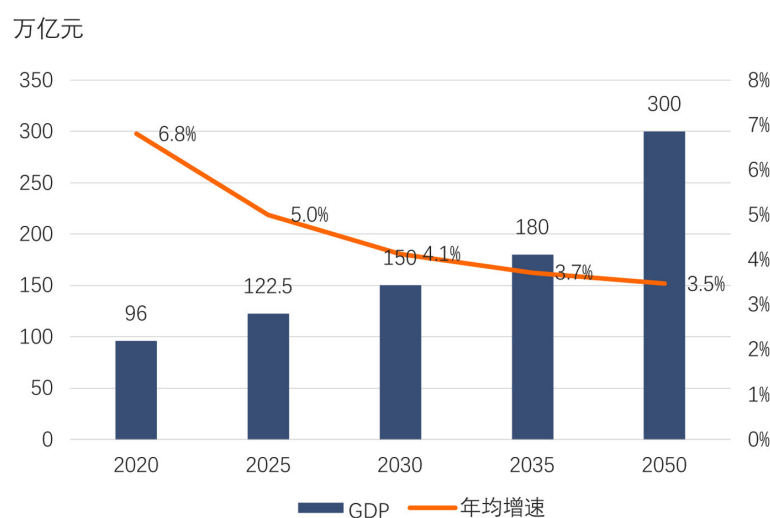


图 1-6 中国 GDP 总量展望

数据来源：项目组预测数据

“十三五”期间（2016-2020 年）中国经济保持 6.8% 的年均增速，对于实现政府确定的到 2020 年国内生产总值和城乡居民人均年收入比 2010 翻一番的战略目标是足够的。

按照这一增速，2025 年中国的 GDP（2015 年不变价）将达到 122.5 万亿元。根据 2021-2025 年和 2026-2030 年 5.0% 和 4.1% 的年均增速，按照 2015 年的不变价计算，预计到 2035 年我国 GDP 总量将达到 180 万亿元，将增至 2017 年的 2.2 倍，年均增长 3.7%；到 2050 年 GDP 有望达到 300 万亿元，在 2030 年的基础上翻一番。

1.1.4 人均 GDP

随着人口增长放缓并达到峰值，预计中国人均 GDP 的增长速度在“十四五”期间就将超过国内生产总值的增长速度。2017 年我国人均 GDP 为 9000 美元（2017 年现价美元），预计到 2035 年达到 2.5 万美元，到 2050 年达到 4 万美元，超过 2017 年人均 GDP 水平的 4 倍。

我国要在 2035 年基本实现现代化，2050 年建成现代化强国，最基本也是最重要的检验标准是经济发展需要达到相应的水平，而人均 GDP 是衡量我国经济增长与社会发展的重要指标。我国当前人均 GDP 在世界上排 70 名左右，以目前的汇率和价格水平来计算，到 2020 年全面建成小康社会之时，我国的人均 GDP 将达到 1 万美元左右；到 2035 年基本实现社会主义现代化时，我国的人均 GDP 将达到 2.5 万美元左右，处于世界排名的 30 名左右；到 2050 年建成社会主义现代化强国时，我国的人均 GDP 将达到 4 万美元左右，在世界排名的 20 名左右。

从中美对比情况来看，我国目前的人均 GDP 只有美国的 15%。到全面建成小康社会时，我国人均 GDP 将达到美国的 20% 左右。基本实现现代化后，预计人均 GDP 能够达到美国的 40% 左右。建成现代化强国后，预计人均 GDP 是美国的 60% 左右。按照目前的情况来看，到 2035 年基本实现现代化时，我国经济发展的水平相当于当前韩国和台湾地区的水平，而到建成现代化强国以后，我国的经济发 展程度、富裕程度和人均 GDP 水平相当于当前日本、法国和德国的平均水平（如表 1-3 所示）。

表 1-3 中国人均 GDP 展望

	2020 年	2035 年	2050 年
战略目标	全面建成小康社会	基本实现社会主义现代化	建成社会主义现代化强国
人均 GDP	1.1 万美元左右	2.5 万美元左右	4 万美元左右
世界排名	60 名左右	30 名左右	20 名左右
与美国的比值	20% 左右	40% 左右	60% 左右
对标国家 / 地区	马来西亚	韩国、中国台湾	日本、法国、德国

1.1.5 产业结构

近年来，中国产业结构的主要矛盾已经由过去的供给不足转变为工业产能过剩与服务业部门供给不足并存的矛盾。改革开放后，中国在投资拉动型经济增长模式助力下快速成长为一个工业大国，解决了过去长期困扰我们的供给不足的问题，但长期以来，中国的消费率较低，内需不足，且在 2008 年国际金融危机后外需大幅萎缩，加之国内“四万亿”投资政策的实施，更加剧了中国的工业产能过剩形势。严重的产能过剩一方面占用了大量的投资资源，挤占了其它行业发展的融资空间，另一方面以加工制造业为主的产能过剩产业多为高耗能、高污染行业，耗费大量的能源资源，无助于中国经济的绿色低碳循环发展。而服务业部门的供给不足则影响了民生福利的改善，随着居民人均收入水平的不断提升，居民对于服务业的需求增长且需求更加多元化，那么诸如教育、医疗、养老资源等服务业产品的短缺问题就会更加凸显。因而，加快推进经济结构战略性调整是大势所趋，刻不容缓，中央政府亦提出“以伤筋动骨的决心和代价坚定化解产能过剩”，中国新常态下的产业结构将持续升级。

第三产业比重的持续上升和第一、第二产业比重的持续下降成为中国经济新常态在产业结构方面的主要特征。2013、2014 年第三产业比重上升并超过第二产业比重已反映出这一新的变化趋势。

当前，我国第一产业占比 7.9%，第二产业占比 40.5%，第三产业占比 51.6%，随着中国工业化进程进入后期，第二产业比重将逐步下降，第一产业比重也将继续下降，第

三产业比重将持续上升，预计到 2050 年，第一产业占比将下降至 4.5%，第二产业占比将下降至 30.5%，第三产业占比将上升至 65.0%。

在经济新常态下，中国的增长模式从投资拉动型向消费拉动型转变，而随着消费水平的不断提升，消费者偏好从制造业商品转向服务，技术创新、模式创新也将引导经济结构的升级调整，新兴产业、服务业、小微企业作用更加凸显，生产小型化、智能化、专业化将成为产业组织形式新特征。

1.1.6 环境影响因素

过去，中国的能源资源和生态环境空间相对较大，经济增长模式粗放，消耗了大量的能源，也带来了高污染，直接破坏了人类生存的基本条件——土地、水、空气等，尤其是大气污染形势十分严峻，近年来以 PM10、PM2.5 为特征污染物的区域性大气污染问题日益突出。

2017 年在大气环境质量方面，全国 338 个地级及以上城市中，有 99 个城市环境空气质量达标，占全部城市数的 29.3%。338 个地级及以上城市平均优良天数比例为 78.0%，细颗粒物（PM2.5）年平均浓度为 43 微克每立方米，同比下降 6.5%；可吸入颗粒物（PM10）平均浓度为 75 微克每立方米，同比下降 5.1%，与 2013 年相比下降 22.7%。京津冀、长三角、珠三角区域细颗粒物（PM2.5）平均浓度分别为 64 微克每立方米、44 微克每立方米、34 微克每立方米，与 2013 年相比分别下降 39.6%、34.3%、27.7%。北京市 PM2.5 平均浓度为 58 微克每立方米，同比下降 20.5%，与 2013 年相比下降 35.2%。463 个城市（区、县）开展了降水监测，酸雨城市比例 18.8%，酸雨频率平均为 10.8%。

严重的大气污染给经济生产活动和居民生活带来了较大影响，进而制约了经济社会健康发展。在中共中央经济工作会议对于经济发展“新常态”的特征描述中也特别强调，现在中国的环境承载能力已经达到或接近上限，经济的发展更应该顺应人民群众对良好生态环境的期待，寻求绿色低碳循环发展的新方式。

长期以来，我国电力行业以火电为主，在生产电力的过程中消耗大量的化石燃料，释放出大量的二氧化碳，是我国温室气体重要排放源。据统计，2010 年电力行业二氧化碳排放量便已接近全国排放总量的 50%。作为我国碳排放的主要行业之一，电力行业

在碳排放交易中不可避免地首当其冲。北京、天津、上海、广东、重庆、深圳和湖北，我国现行的 7 个碳交易试点均已将电力行业作为首要控排对象。

国家发改委 2016 年 1 月 19 日发布的《关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》中，电力行业亦成为首批纳入全国碳排放权交易体系的重点行业之一。随着全国碳排放交易体系的建立和运行，电力行业必将成为一大市场主体，这对于整个电力行业而言，既是一大挑战，也是难得的机遇。电力行业通过碳交易降低行业减排成本，鼓励行业先进和促进节能减排的同时，亦可通过建立和完善企业自身的碳管理，以实现碳资产的增值获益。¹

建设生态文明，是关系人民福祉、关乎民族未来的长远大计。面对资源约束趋紧、环境污染严重、生态系统退化的严峻形势，必须树立尊重自然、顺应自然、保护自然的生态文明理念，把生态文明建设放在突出地位，融入经济建设、政治建设、文化建设、社会建设各方面和全过程，努力建设美丽中国，实现中华民族永续发展。

1.1.7 小结

准确把握我国经济中长期发展趋势对于电力发展展望及电力发展战略分析至关重要。

本展望期内，预计中国人口总量将于“十四五”期间达峰，同时老龄化问题日趋严峻，劳动人口数量持续下降；新型城镇化建设不断推进，预计 2050 年常住人口城镇化率达到 80% 左右，城镇化基本完成；未来我国经济将会延续新常态以来速度放缓的趋势，逐步进入中速增长阶段，2035 年 GDP 总量将达 180 万亿元，2050 年 GDP 总量达到 300 万亿元。2050 年人均 GDP 达到 4 万美元，在世界排名 20 名左右；产业结构将持续升级，2020 年后进入后工业化发展阶段，第三产业比重持续上升，第一、二产业比重持续下降，技术创新、模式创新引领未来产业发展，中国将由工业大国向服务业大国蜕变。

1.2 电力消费预测

影响未来电力需求的主要结构性因素包括人口数量、GDP 增长和经济发展质量。这些因素不仅对电力需求有直接影响，而且彼此间也会有相互作用并综合起来对电力需求

1. 郭雯怡. 浅议首批纳入全国碳交易市场的重点行业之电力行业 [EB/OL]. <http://huanbao.bjx.com.cn/news/20160412/724205.shtml>, 2016-04-12.

产生影响。一般来说，人口和 GDP 的增长都会带来更多电力消费。GDP 稳定持续的增长也会带来经济结构的调整，导致农牧业和工业占比降低，服务业占比逐渐占据主导，这正是一个经济发展质量提升的过程。当经济发展到一定阶段，人口的出生率会下降，人口老龄化趋势出现，人口规模逐渐缩小或者趋于稳定，这对电力需求的推动是反向的。当经济发展质量持续提升，进入后工业化发展阶段，电力需求的增长也会放缓，甚至出现负增长。

中国经济从高速增长阶段转入中高速增长阶段，经济活动的变化将直接影响对电力的需求。一方面，经济结构调整和产业转型升级的成效逐渐显现，耗电量较高的第二产业在国民经济比重降低，会拉低整体的电力需求。但从另一方面看，中国城镇化快速发展，对电力需求起到拉动作用。

此外，在应对气候变化以及大气污染防治等背景下，唯有加快能源变革才能解决问题，而清洁替代和电能替代将成为能源变革的必由之路，中国的能源消费结构将持续优化，更多的一次能源将转化为电力用于终端消费，电能在终端能源消费中的比重将不断提升，形成对电力消费增长的支撑。综合来看，在多种因素的影响下，预计中国电力需求平稳增长、增速有所放缓。

1.2.1 电力消费总量预测

当前我国经济已转向高质量发展阶段，经济发展逐步由规模速度型转向质量效益型，产业结构逐步转向服务业为主导，经济增长动力逐步由要素投资驱动转向创新提升全要素生产率驱动。经济增速将会延续新常态以来的增速向中高速收敛的态势，产业升级和结构调整步伐加快，传统产业生产将逐步达到峰值，同时能源革命不断推进，电能替代战略深入实施，这些都将对我国中长期电力需求产生深刻影响。

经济新常态下，以高端制造业为代表的第二产业、以现代服务业为代表的第三产业、新型城镇化驱动下的居民生活用电成为驱动用电增长的新动能。

“十三五”以来，伴随着新常态经济结构调整效益逐步显现，改革红利、发展动力不断释放，电力需求增长达到规划预期上限。“十三五”前两年，全国用电增速分别达到 4.9% 和 6.6%，分别较 2015 年提高 4.0 和 5.6 个百分点，全国各区域用电增速均有显著提升。截至 2017 年年底，电力消费总量达到 6.31 万亿千瓦时。

表 1-4 2020-2050 电力消费总量预测

	预测		战略规划		中石油		BP
	总量 (万亿千瓦时)	增速 (%)	总量 (万亿千瓦时)	增速 (%)	总量 (万亿千瓦时)	增速 (%)	
2020	7.1-7.8	4.0-7.3	6.8-7.2	3.6-4.8			年均增长 3%
2025							
2030							
2035	10.3-11	2.4					10.3 万亿千瓦时
2040							
2050	10.6-11.3				11.8		

《能源生产和消费革命战略(2016～2030)》指出，能源消费总量控制在 60 亿吨标准煤以内；非化石能源占比 20%，预计达到德国 2015 年发展水平；电量占比力争达到 50%，电力在我国能源发展的中心地位日益明显，电能将成为未来多能互补综合能源系统的核心纽带。预计 2020 年、2035 年和 2050 年我国电力消费总量分别为 7.1-7.8 万亿千瓦时、10.3-11.0 万亿千瓦时和 10.6-11.3 万亿千瓦时。

“十三五”后期年均增长 4.0-7.3%。到 2035 年前后，我国经济增速将平稳下降，进入中速增长阶段，产业升级和结构调整持续推进。我国电力需求增速进一步放缓，电力需求与经济增长呈现弱脱钩趋势，预计 2035 年全社会用电量处于 10.3-11.0 万亿千瓦时区间，年均增速约 2.4%。2050 年前后，我国经济发展步入成熟期，将保持中低速增长，经济结构达到高端化水平，我国电力需求与经济增长逐步实现脱钩，全社会用电量逐步进入峰值平台期，预计处于 10.6-11.3 万亿千瓦时区间，比 2017 年增长 68.0-79.1%（如图 1-7 所示）。

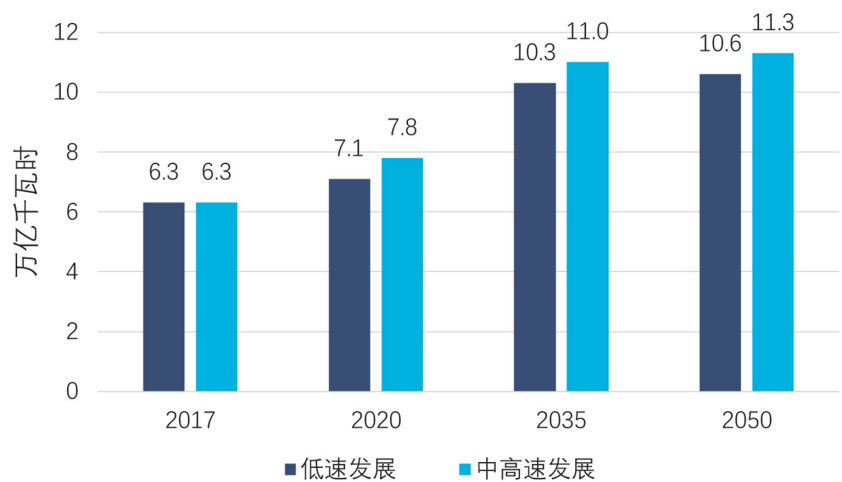


图 1-7 电力消费总量预测

参考其他国家在社会经济发展过程中能耗的变化规律发现，能源消费量在人均 GDP 达到 2.5 万美元时达到峰值。据此判断，我国能源消费总量的峰值将出现在 2035 年基本实现现代化前后，但电力消费的峰值要更晚一些。预计我国电力消费将于 2050 年，即建成现代化强国之时达峰。

1.2.2 人均电力消费量预测

人均电力消费在很大程度上代表着一个国家、社会或者区域的经济水平，一般来讲，经济发展水平越高，人均电力消费会越高。经济结构和社会发展质量对人均电力消费也有显著影响。在经济发展新常态的背景下，预计中国的人均用电增长也将逐步放缓。2017 年中国人均用电量为 4550 千瓦时，到 2020 年全面建成小康社会时，我国人均用电量为 5000-5500 千瓦时；按照目前发达国家（除去美国、加拿大等用电量比较高的地区）的人均用电量来看，到 2035 年基本实现现代化时，人均用电量为 7500-8000 千瓦时；到 2050 年建成现代化强国以后，我国的人均用电量达到 8500-9000 千瓦时，达到目前 OECD 国家人均用电水平的 80% 以上（如图 1-8 所示）。

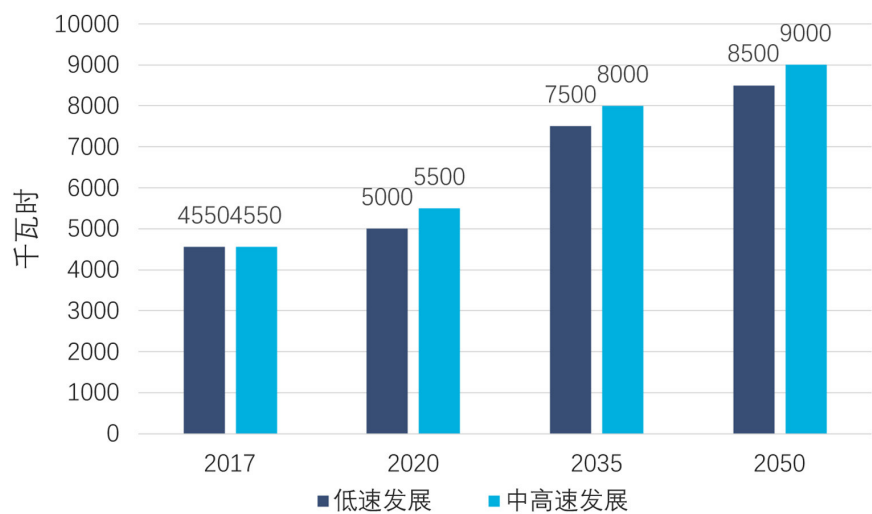


图 1-8 人均电力消费量预测

从世界范围看，目前我国人均用电水平与发达国家相比还存在较大差距。根据国际能源署（IEA）的统计数据，在 2013 年全社会用电量超过 1 万亿千瓦时的经济体中，中国的人均用电水平远低于美国、俄罗斯和日本，仅高于印度；而美国、加拿大、韩国、中国台湾等经济体的 2013 年的人均用电量已经超过 10000 千瓦时。中国的人均用电水平在本展望期内实现了较大提升，2035 年近 7750 千瓦时的人均用电量超过了德国当前约 7320 千瓦时的人均用电水平。2050 年我国的人均用电量约为 8750 千瓦时，超过了日本当前约 8209 千瓦时的人均用电水平，但仍明显低于美国、加拿大等主要发达国家的当前水平。

表 1-5 世界及主要经济体全社会用电量及人均用电量

国家 / 地区	年份	全社会用电量 (太瓦时)	人均用电量 (千瓦时)
中国	2016	5177	4231
中国	2020	7500	5250
中国	2035	10700	7800
中国	2050	11000	8750
美国	2016	3808	13793
印度	2016	1110	959

国家 / 地区	年份	全社会用电量 (太瓦时)	人均用电量 (千瓦时)
俄罗斯	2016	745	7311
日本	2016	967	8209
德国	2016	517	7320
加拿大	2016	475	17124
韩国	2016	517	10792
法国	2016	442	7952
英国	2016	373.6	5827
中国台北	2016	252	10766
澳大利亚	2016	249.1	10703

数据来源：中国 2015 年数据来自中国国家统计局，中国 2020、2035、2050 年数据为项目组预测数据，其余数据来自国际能源署（IEA），World Energy Statistics (2015 edition)。

1.2.3 小结

中国经济从高速增长阶段转入中高速增长阶段，经济活动的变化将直接影响对电力的需求。一方面，经济结构调整和产业转型升级的成效逐渐显现，耗电量较高的第二产业在国民经济中的比重降低，会拉低整体的电力需求。但从另一方面看，中国城镇化快速发展，对电力需求起到拉动作用。

此外，在应对气候变化以及大气污染防治等背景下，唯有加快能源变革才能解决问题，而清洁替代和电能替代将成为能源变革的必由之路，中国的能源消费结构将持续优化，更多的一次能源将转化为电力用于终端消费，电能在终端能源消费中的比重将不断提升，形成对电力消费增长的支撑。综合来看，在多种因素的影响下，预计中国电力需求持续增长、增速有所放缓。

受经济稳中趋缓，全社会用电量增速放缓等因素影响，人均用电增长也将逐步放缓。

2 电力发展战略定位

随着电力体制改革的不断深入，目前我国正处于低碳经济和节能减排的大环境中，我国的能源结构也进行了较大程度的调整，水电、风电、核电、太阳能等清洁能源及新能源受到国家的政策支持而蓬勃发展。“十一五”之前，中国发电基本依靠火电和水电。近年来，新能源及可再生能源装机规模快速增长，尤其是风电、太阳能和核电发电装机呈现出成倍增长的态势。

“十二五”时期，我国电源结构优化取得了一系列新的成绩，有力地保证了非化石能源消费比重目标的实现。五年间，非化石电源占比提高了 8.5 个百分点，其中，风电保持了“十一五”以来的高速增长，新增投产约 1 亿千瓦，占比由 2010 年的 3.1% 提高至 2015 年的 8.6%，提高了 5.5 个百分点，装机规模跃升为世界第一，已经成为我国第三大电源；光伏发电实现了跨越式发展，新增约 4200 万千瓦，占比由不足 0.1% 提高至 2015 年的 2.7%；核电新增约 1600 万千瓦，占比由 2010 年的 1.1% 提高到 2015 年的 1.8%，在运装机规模居世界第四，在建 3054 万千瓦，居世界第一；水电新增投产超过 1 亿千瓦，占全国发电装机比重达到 20.9%，占比有所下降，装机规模居世界首位。

“十二五”期间，我国火电占比由 2010 年的 73.2% 下降至 2015 年的 65.0%。与此同时，内部机组结构持续优化，超临界、超超临界机组比例明显提高，单机 30 万千瓦及以上机组比重上升到 78.6%；单机 60 万千瓦及以上机组比重明显提升，达到 41%。拉动我国火电平均供电煤耗五年间下降 18 克标煤 / 千瓦时，达到世界领先水平。

为持续改善生态环境，我国提出了 2020 年、2030 年非化石能源消费比重分别提高到 15%、20% 的战略目标，由于 90% 以上的非化石能源须转化为电能方可利用，电源结构优化将成为我国中长期能源及电力工业发展的核心任务之一。

《电力发展“十三五”规划》将“着力调整电力结构”置于“六个着力”之首，全力推动电力工业绿色低碳发展。“十三五”期间，我国电源结构将进一步优化调整，非化石电源占比将由 2015 年的 35% 继续提高到 2020 年的 41%。预计风电新增投产 0.8 亿千瓦左右，太阳能发电新增投产 2.1 亿千瓦以上。预计风电和太阳能在 2020 年的发电装机将达到 4.6 亿千瓦，2035 年为 13.5 亿千瓦，2050 年为 25 亿千瓦，占全部发电装机的 53.6%，有力确保 2020 年我国非化石能源消费比重提高到 15% 目标的实现。同时，随着可再生能源装机比重的提升，为实现风光消纳，煤电机组将逐步由提供电力、电量的主体性电源，向提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变，煤电机组逐步分化，发挥“让路”和“托底”作用。

2.1 电源结构持续优化，增量清洁替代趋势明显

截止 2017 年，全国发电装机总量 17.8 亿千瓦，同比增长 7.6%，发电装机规模稳步提升。发电装机结构清洁化趋势明显，非化石能源发电装机容量 6.9 亿千瓦，占总装机容量 38.8%。其中新增非化石能源发电装机 0.9 亿千瓦，在全部在新增装机的比例达到 69%，已成为新增发电装机的主力。

2018 年，随着煤电灵活性改造步伐加快，核电、水电、气电稳步推进，新能源布局更趋均衡，消纳形势持续向好，电源发展将在总量、结构、布局等方面进一步优化。预计 2018 年底，全国发电装机容量将达到 19.1 亿千瓦，新增发电装机约 1.3 亿千瓦，与 2017 年新增装机规模持平。2018 年，新能源将延续高速增长趋势，核电迎来集中投产期，非化石能源新增装机占比将突破 60%，其中风、光等新能源贡献超 80%，是新增清洁替代的主力。火电、水电等传统电源保持平稳发展，新增装机规模与上年基本持平，其中煤电突破 10 亿千瓦大关。

能源革命要求新能源及可再生能源快速发展，带动其装机规模快速增长。2050 年前电源装机将保持快速、持续增长，增量部分以清洁能源为主，电源结构逐步优化。²ERI

2. 张宁, 邢璐, 鲁刚. 面向 2050 年的中国电力发展展望 [J]. 中国能源, 2018.

预计，到 2020 年发电装机容量达 21.2 亿千瓦，较 2017 年新增 3.4 亿千瓦，新增非化石能源装机 1.8 亿千瓦，其中新增风电装机 0.46 亿千瓦、太阳能发电装机 1.2 亿千瓦；据此测算，非化石能源和天然气发电等清洁能源发电装机增量将是煤炭增量的 1.8 倍，约占能源新增装机容量的 64% 之多，新增装机以清洁能源发电为主。

2035 年清洁能源装机容量达到 20.2 亿千瓦，较 2017 年新增 12.5 亿千瓦，占总新增装机容量的 78%。其中新增水电装机 0.8 亿千瓦、风电装机 4.4 亿千瓦、太阳能发电装机 6.2 亿千瓦，气电装机 1.7 亿千瓦。

2050 年清洁能源装机达到 33.9 亿千瓦，较 2017 年新增 26.2 亿千瓦，占总新增装机容量的 91%。其中新增水电装机 1.6 亿千瓦、风电装机 9.4 亿千瓦、太阳能发电装机 12.7 亿千瓦，气电装机 2.9 亿千瓦。

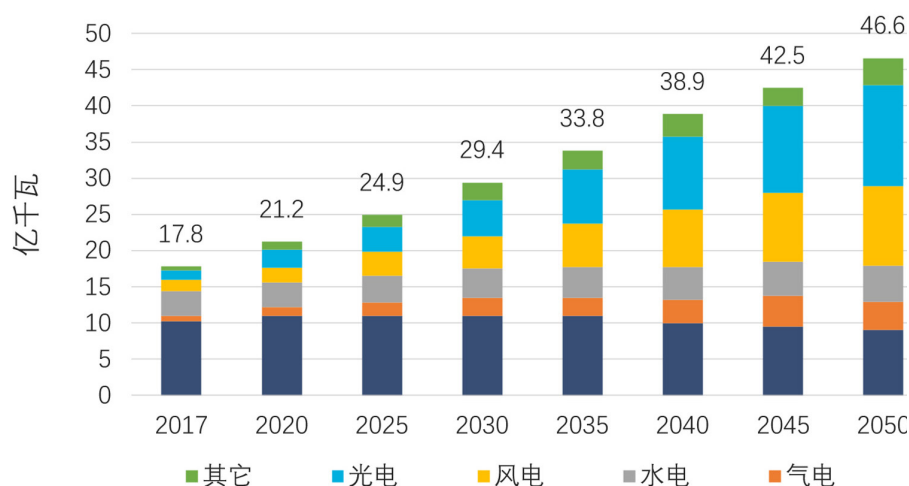


图 2-1 分品种电力装机

2.1.1 煤电装机容量在稳定后逐步下降

煤电受到环境保护和煤炭市场两方面的影响，煤电装机容量短期内将小幅上升，达峰后呈现下降趋势，未来新增电力需求主要将依靠清洁能源来满足。

截至 2016 年底，全国煤电装机容量 9.43 亿千瓦，占全部发电装机的 57%，占火电装机九成。2016 年，火电利用小时创新低，煤电装机过剩亟待缓解。16 部委联合发文，“十三五”期间停建和缓建煤电 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上。电力“十三五”规划指出，到 2020 年力争煤电装机控制在 11 亿千瓦之内，占比降至 55%。

考虑煤电供给侧改革进展，预计 2017-2020 年煤电装机增速显著回落，每年新增容量约为 0.25 亿 -0.3 亿千瓦，煤电装机容量由 2017 年的 9.8 亿千瓦小幅上升至 2020 年的 11.0 亿千瓦，实现规划目标。

2020 年后我国用电需求进一步回落，新增电力需求主要靠清洁能源满足，煤电逐步减少发电并有计划关停。考虑部分“十三五”期间停建、缓建项目被推迟到“十四五”投产，据此判断 2021 年、2022 年投产迎来小高峰，之后煤电装机容量总体平稳，装机总量控制在 11.0 亿千瓦左右。2050 年煤电发电装机容量降至 9.0 亿千瓦，较 2035 年减少 2.0 亿千瓦。

煤电装机占比稳步下降，从 2017 年的 55% 左右下降到 2020 年的 52%、2035 年的 33% 以及 2050 年的 19%。

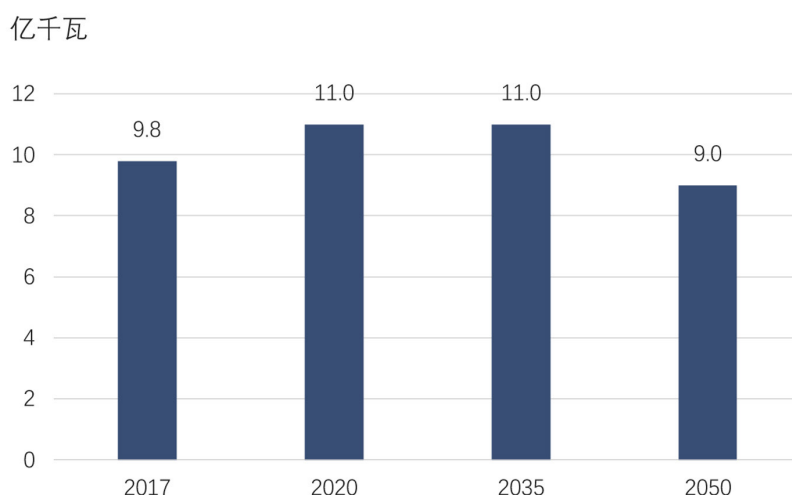


图 2-2 煤电装机容量

2.1.2 水电装机增速下行，水电发展驶入慢车道

电源发展方面，水电在绿色能源战略中具有非常重要的地位。水电清洁、灵活、系统友好、成本低廉，是目前仅次于煤电的第二大主力电源。由于水电面临对生态环境的压力和自然条件的限制，增长速度不会很快，未来将平稳发展。

我国常规水电装机容量近年来增速持续放缓。截至 2016 年底，常规水电装机容量为 3.1 亿千瓦，约占全国电源总装机容量的 18.6%，占非化石电源装机容量的 51.6%。

“十二五”期间我国常规水电装机容量年均增速为 8.3%，2013 年以来常规水电装机容量

量增速逐年下降，2016 年常规水电装机容量同比增长 3%，为 2000 年以来最低水平。

2017 年，全国水电新增装机约 900 万千瓦，装机容量 3.4 亿千瓦。水电发展较为迅猛，但是西部地区水电装机增长迅猛与水电消纳的矛盾，东部抽水蓄能增长缓慢与调峰需求之间的矛盾依然突出。不过，受水电开发资源有限、生态环保等原因限制，预计“十三五”期间水电增量将显著回落。预计 2018-2020 年每年新增常规水电装机分别为 570 万千瓦、454 万千瓦和 1435 万千瓦。结合对常规水电和抽水蓄能装机的预测，预计截至 2020 年，中国常规水电装机达 3.4 亿千瓦，抽水蓄能装机 0.4 亿千瓦，装机总体稳步增加，增速回落。

水电“十四五”期间仍有增长空间，考虑可供开发流域减少，预计 2020-2035 年水电装机年均增速下降至 1.4%，装机总量在 2035 年达到 4.2 亿千瓦，较 2017 年增长 23.5%，将落后于太阳能发电装机（7.5 亿千瓦）；2035-2050 年水电装机年均增速下降至 1.2%，装机总量在 2050 年达到 5.0 亿千瓦，较 2017 年增长 47.1%，远落后于太阳能发电（14 亿千瓦）、风电（11 亿千瓦）。总体来看，水电装机增速放缓，装机容量呈现稳中有升的趋势。

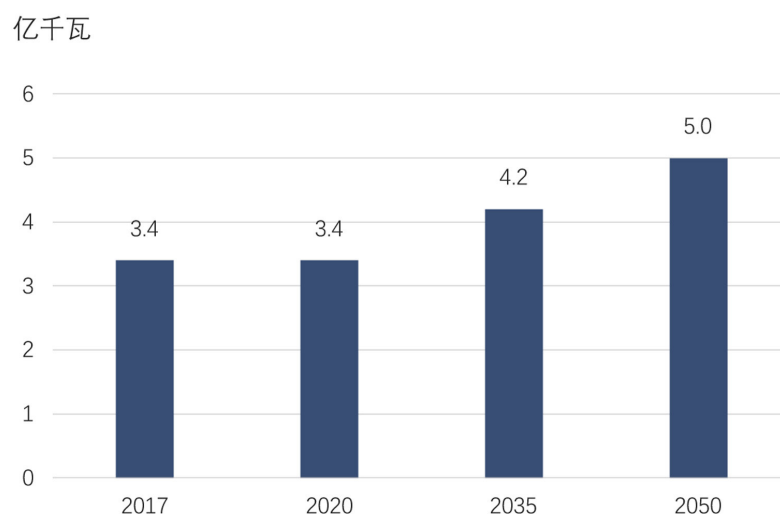


图 2-3 水电装机容量

2.1.3 气电发展迎来新机遇，装机规模持续增长

在短期内，气电由于技术和成本的限制，发展速度不会太快。

目前，我国天然气发电装机容量较低。截至 2017 年底，我国天然气发电装机容量 0.8 亿千瓦，占全国发电总装机的 4.5%。

国家能源局曾提出，未来天然气发电主要有三个发展方向：一是加快建设天然气调峰电站，二是大力发展天然气分布式能源项目，三是发展天然气热电联产。《电力发展“十三五”规划》中明确了天然气发电建设目标，计划于2020年实现气电装机占比超过5%，规模达1.1亿千瓦以上，其中热电联产0.15亿千瓦。政策引导天然气发电加速发展，气电装机规模将持续增长。预计2020年气电装机达到1.16亿千瓦，占比超过5%；2035年气电发电容量达到2.5亿千瓦，占比达到7.4%；2050年气电发电容量3.9亿千瓦，占比为8.4%，装机规模呈现持续增长态势，在电力清洁转型中发挥重要支持作用。

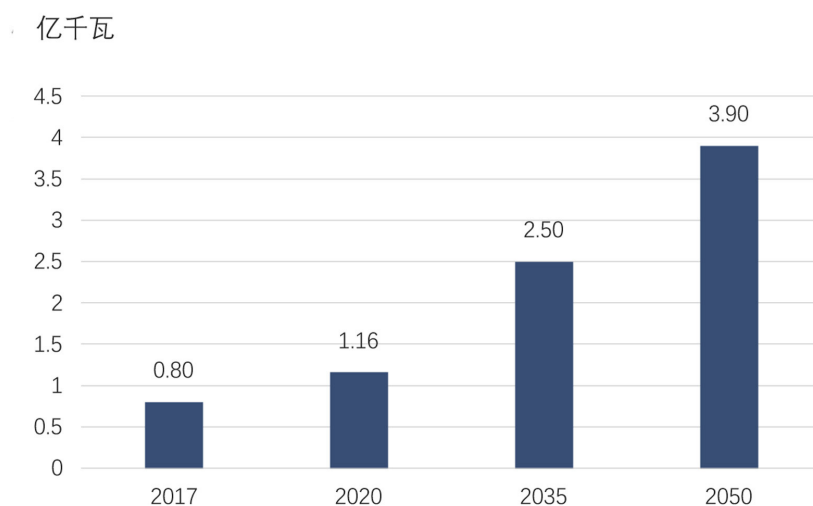


图 2-4 天然气发电装机容量

2.1.4 可再生能源发电规模持续扩大，风电、光伏发电发展速度快

风能和太阳能等对能源供应的贡献率大幅度提高。近年来，中国风电连续多年新增装机居全球首位，取代美国成为全球第一风电大国。风电超越核电，成为仅次于火电、水电的名副其实的中国第三大主力电源。

“十二五”期间风电高速增长，装机总量从2010年的30吉瓦增加至2015年的131吉瓦，新增装机集中在“三北地区”。2015年抢装造成弃风限电严重，加之市场对于风电补贴下发存在担忧情绪，2016、2017年风电装机投产较少。

电力发展“十三五”规划提出：2020年，全国风电装机将达2.1亿千瓦以上；截至2017年底，风电装机已达1.6亿千瓦，预计2020年风电并网装机将达2.1亿千瓦，将按

时完成规划标准。随着弃风限电的持续改善，预计 2018 年起风电装机增速恢复，风电利用小时数在 2021 年之前将小幅抬升。

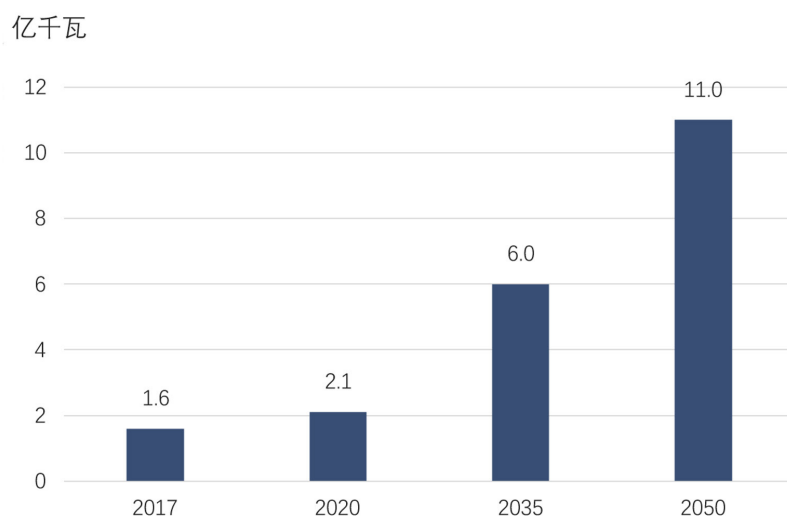


图 2-5 风电装机容量

太阳能发电在中国发展受到广泛重视，未来装机容量将超过煤电，占据首位。但短期内受 2018 年“531 新政”的影响，光伏装机规模将受一定的制约，尤其对今年国内的光伏装机量将会造成较大的冲击。

光伏发电市场自 2013 年国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》以及配套政策出台后，呈现爆发式增长，累计装机从 2012 年的 650 万千瓦增加到 2016 年的 7742 万千瓦，集中光伏电站、分布式光伏以及各类“光伏+”都实现了规模应用。

光伏电站主要分为集中式光伏电站和分布式光伏电站两种。集中式光伏长期为国内光伏装机主力，分布式光伏装机 2017 年开始爆发。截至 2016 年年底，国内集中式光伏电站装机达 6710 万千瓦，分布式光伏装机为 1032 万千瓦；2017 年，并网太阳能发电累计装机 13025 万千瓦，其中光伏电站 10059 万千瓦，分布式光伏装机为 2966 万千瓦。集中式光伏电站为国内光伏装机主力。分布式光伏成本持续下降，用户侧经济性凸显。

风电、光伏发电作为清洁能源和可再生能源，正受到越来越多的重视，装机容量迎来快速上升期。预计 2035 年风电、光伏发电装机容量分别为 6 亿千瓦和 7.5 亿千瓦，2050 年分别增至 11 亿千瓦和 14 亿千瓦，两者在电源装机结构中的占比达到 23.6% 和 30.0%，共占非化石能源装机结构的 77.6%，成为未来主要的非化石能源电力供应能源。

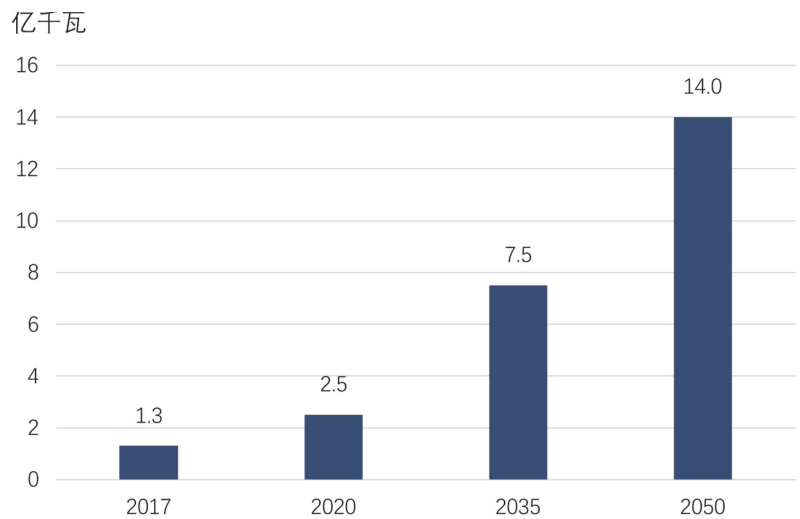


图 2-6 太阳能发电装机容量

2.1.5 需求侧资源发挥移峰填谷、保障有序供电的重要作用

电源结构低碳化转型速度日益加快，电网在更大范围内优化配置资源的能力进一步增强，需求侧资源与储能在系统运行中的角色愈加重要，源—网—荷—储协调优化使电力系统对清洁能源的接纳能力更强，有力推动清洁低碳、安全高效的能源体系建设。

电力需求侧管理实施效果显著，在保障电力供需平衡、促进用户能效提升、支撑国家节能减排等方面作出了积极贡献。2012-2016 年，累计节约电量 553 亿千瓦时，节约电力 1268 万千瓦，相当于减少散烧煤 3100 万吨，减少二氧化碳排放 5510 万吨，减少二氧化硫、氮氧化物和粉尘污染物排放 1753 万吨。通过有序用电转移高峰负荷最大达到 1600 万千瓦。通过实施需求响应等一系列综合措施，在 2013-2015 年累计削减高峰负荷 283 万千瓦以上。³

需求侧资源将成为未来电力系统中的重要资源。能效电厂有助于挖掘需求侧节能潜力，是推进能源消费革命的重要抓手。在需求侧建设能效电厂与在供应侧增加发电装具有等效作用，且利于节能减排。当前对需求响应的认识多局限于削峰填谷、缓解峰荷时段电力供需紧张形势，未来其价值将更多体现在促进新能源消纳与系统优化运行。

3. 单葆国，吴鹏，栾凤奎. 电力需求侧管理面临的形势分析及建议 [J]. 电力决策与舆情参考，2017, (40).

电动汽车、电采暖、空调等柔性负荷将是需求响应的重要来源。规划期内需求响应容量持续增长。需求响应参与到电力系统电力运行中来,将有助于提高电力系统运行效率、促进新能源消纳。中短期来看,负荷中心的需求响应发展潜力更大;未来随着新能源的大规模开发,需求响应资源开发应更多转向新能源基地,如发展更多电采暖、电制氢等柔性负荷。

随着能源消费新模式新业态逐步涌现,需求侧资源将在我国电力系统中发挥重要作用。

一方面,在节能降耗的发展要求下,以能效电厂模式推动需求侧节能节电,可在规划中替代部分常规电厂建设,预计 2035 年、2050 年我国能效电厂总容量将分别达到 3.8 亿千瓦、4.5 亿千瓦左右。

另一方面,在智能电网与能源互联网环境下,供需双向互动成为可能,激励可削减、可时移负荷以需求响应的形式参与系统运行,成为电力系统重要的灵活性资源,预计 2035 年、2050 年我国需求响应总容量将分别达到 2.1 亿千瓦、4.1 亿千瓦左右。

此外,储能技术的逐步成熟将改变电力发、输、配、用同时完成的特性,丰富了电力平衡的手段,可为电力系统调峰调频、新能源消纳等作出重要贡献。新型储能 2030 年之后迎来快速增长,预计 2035 年、2050 年装机将达 0.5 亿千瓦、4.2 亿千瓦左右。

2.1.6 小结

本展望期内,中国发电装机容量仍将保持加快增长,其中新能源及可再生能源装机规模发展迅速;煤电装机在“十三五”期间受前期投资影响仍将保持较快增长,但随后在电力供需形势宽松和大气污染防治及应对气候变化压力影响下,呈现下降趋势。预计 2035 年、2050 年中国电力总装机规模分别达到约 33.8 亿千瓦、46.6 亿千瓦,发电装机结构向一次电力装机快速倾斜,预计到 2050 年中国煤电、水电、气电、风电和太阳能发电装机分别达 9.0 亿千瓦、5.0 亿千瓦、3.9 亿千瓦、11.0 亿千瓦和 14.0 亿千瓦。此外,电力需求侧管理实施成效显著,需求侧资源将成为未来电力系统中的重要资源。其中,需求响应是需求侧管理(DSM)的解决方案之一,预计 2035 年、2050 年我国需求响应总容量将分别达到 2.1 亿千瓦、4.1 亿千瓦左右。

4. 张宁,代红才,李苏秀.我国中长期电力发展的六大趋势[N].中国经济导报,2018-12-28(08).

2.2 全社会发电量将持续增长，清洁发电比重不断上升

根据国家统计局数据显示，2017 年全国发电量为 6.4 万亿千瓦时，比上年增长 6.55%，其中煤电、水电、风电、太阳能发电和核电分别为 4.1 万亿千瓦时、1.2 万亿千瓦时、0.3 万亿千瓦时、0.12 万亿千瓦时、0.25 亿千瓦时。同比上年增长分别为 5.17%、1.55%、25.97%、75.29%、16.39%。

我们预计，“十三五”期间，发电量的年均增速为 5.6%，至 2020 年我国发电量将达到 7.5 万亿千瓦时。预计 2020-2035 年，年均增速为 5.7%，到 2035 年，发电量将达到 10.5 万亿千瓦时。预计 2035-2050 年，发电量的年均增速将明显放缓，为 0.3% 左右。到 2050 年，全国发电量将达到 11 万亿千瓦时，为目前水平的 1.7 倍。

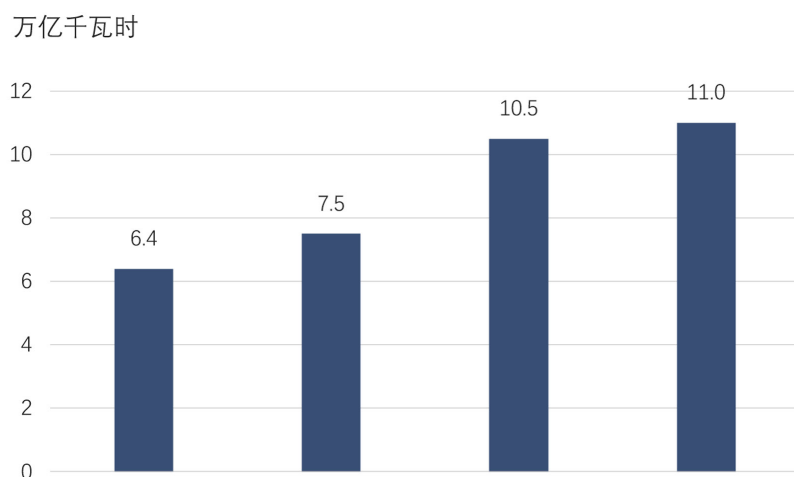


图 2-7 2017-2050 年全国发电量

数据来源：2017 年数据来源于国家能源局，2020-2050 为预测数据。

我国提出，2020 年、2030 年非化石能源消费比重分别达到 15% 和 20% 左右的约束性目标；2030 年能源消费革命战略提出 2050 年非化石能源的比重力争达 50% 的预期目标。

为了满足非化石能源的未来发展目标，非化石能源发电量要达到其在整个电力供应体系当中对应的占比目标。其中，《电力发展“十三五”规划》提出，到 2020 年非化石能源发电量占比要提高到 31%。此外，根据恒等式：非化石能源发电量占比 = 非化石能源占比 * 非化石能源中电力占比 / 能源总量中电力占比，可得：为了实现 2030 年我国非

化石能源占比达到 20% 以上的目标，非化石能源发电的占比至少要达到 37%；为了满足 2035 年非化石能源占比达到 26% 的目标，非化石能源发电的占比要达到 45%；为了满足 2050 年非化石能源占比达到 50% 的目标，在电力占能源总量 60% 的情况下，非化石发电占比要达到 75%。

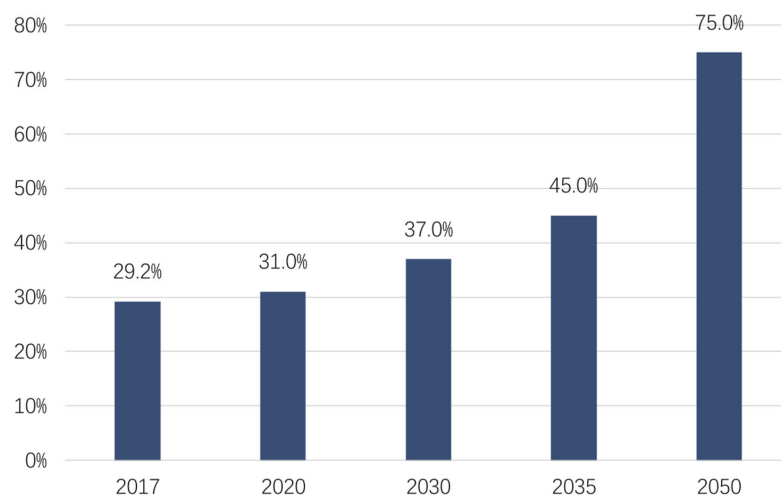


图 2-8 2017-2050 年非化石发电量占比

随着经济社会的转型发展和相关政策的出台，煤电占比大幅下降，主要功能发生转变，由电力供应主力转变为支撑电力系统和调频调峰的稳定器。非化石能源将迎来新一轮发展，预计到 2050 年非化石能源发电占比将由目前的 30% 左右上升到 75%，煤电由 65% 下降至 15%。

2.2.1 煤电将逐步支撑电力系统运行，辅助系统调峰调频

一直以来，煤电在我国装机结构和发电量结构中均居于主要地位，是我国电力供应的基础性电源。近年来实施“上大压小”工作，“十二五”期间累计关停小火电 2800 万千瓦，火电装机结构得到显著优化。2016 年，我国发电量 5.99 万亿千瓦时，煤电发电量占比为 65.2%。2017 年煤电发电量为 4.1 万亿千瓦时，在发电量中约占 64%，比 2016 年发电量占比略有回落，向高效清洁利用转型略有成效。

近年来，煤电发电量占比一直在降低，进入“十三五”以来，煤电发电量占比降速逐渐放缓。从全球来讲，水电、风电、太阳能光伏、核电等非化石能源发电的间歇性、随机性、不稳定性、安全性的难题都未从根本上完全克服，因此，为保障我国未来用电

刚性需求，煤电将更多地承担支撑电力系统运行、系统调峰等作用。

预计煤电峰值将出现在 2020-2035 年期间，其发电量达峰时间略早于发电能装机容量达峰时间。2020 年后煤电发电量平缓下降，从 4.57 万亿千瓦时下降至 2035 年的 4.5 万亿千瓦时和 2050 年的 1.6 万亿千瓦时，逐步转变为具有深度调节能力的容量电源。随着煤电机组承担主要功能的转变，其利用小时数将逐渐降低，煤电发电量占系统总发电量的比例在 2030 年之后将加速下降，预计 2035 年将下降至 43% 左右，2050 年将下降至 15% 左右。

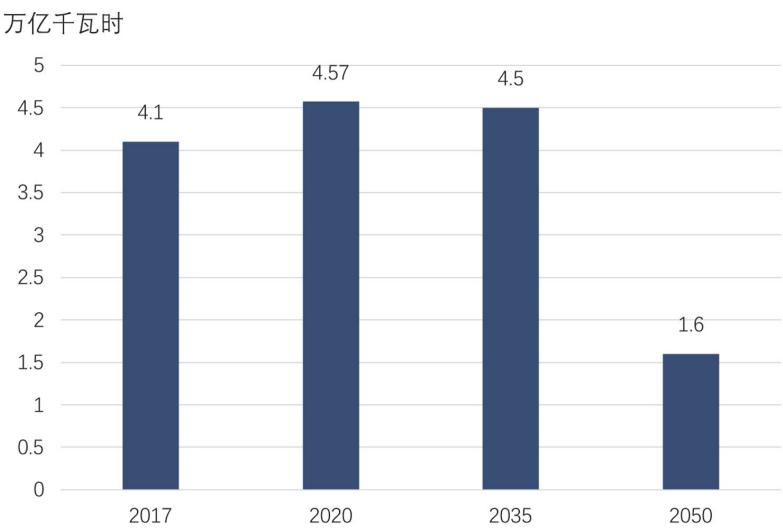


图 2-9 2017-2050 年煤电发电量

2.2.2 非化石能源发电发展迅速，占比由 2017 年的 30% 上升至 2050 年的 75%，与煤电完成角色互换

非化石能源将蓬勃发展，装机容量大幅上升。非化石能源发电量将从 2017 年的 1.9 万亿千瓦时，增至 2035 年的 4.73 万亿千瓦时和 2050 年的 8.25 万亿千瓦时。到 2050 年新增非化石能源发电 6.35 万亿千瓦时，全国总发电量 11 万亿千瓦时，非化石能源发电占比提高至 75%，较 2017 年上升 45%，基本与煤电占比下降幅度（约为 49%）接近，标志着非化石发电和煤电完成角色互换。分品种来看，非化石能源发电量都呈现上升态势，但差异明显：

(1) 风电贡献未来新增电量的 41.3%，成为非化石能源发电的重要组成部分

自 2012 年以来，风电保持我国第三大发电电源地位，至 2016 年发电量达到 0.24 万亿千瓦时。风电在近五年实现了开发布局的优化，从之前的“三北”地区集中开发模式逐步转变为东中部、南方、“三北”、海上全面开发模式。

2017 年，全国风电保持健康发展势头，风电发电量 0.3 万亿千瓦时，占全部发电量的 4.7%。我国风能资源丰富，近年来，随着风电成本下降，风电已经进入大规模开发利用阶段，预计风能利用将在未来迎来井喷式的发展。预计到 2020 年，风电发电量将达到 0.4 万亿千瓦时，占总发电量的比重为 5.3%。到 2035 年，风电发电量将达到 1.2 万亿千瓦时，占总发电量的比重为 11.4%。到 2050 年，风电发电量将达到 2.2 万亿千瓦时，占总发电量的比重为 20.0%，占非化石能源发电量的比重为 26.7%。至 2050 年，风电发电量增加 1.9 亿千瓦时，贡献未来新增电量的 41.3%。

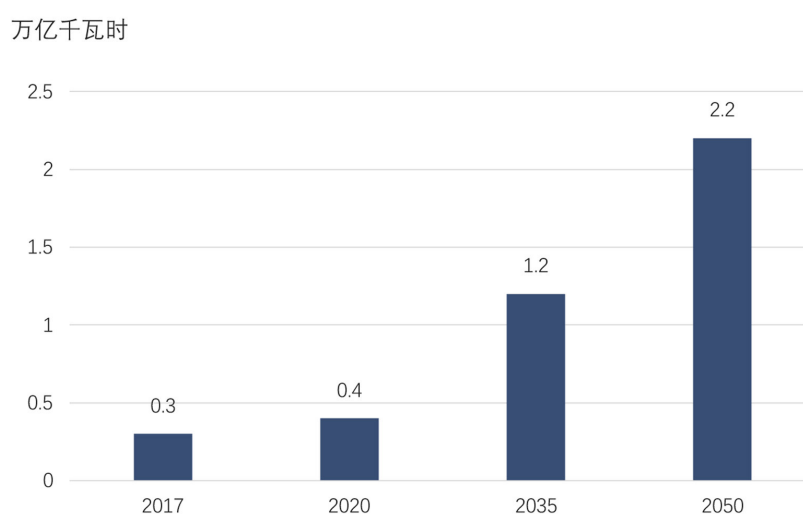


图 2-10 2017-2050 风电发电量

(2) 太阳能发电发展迅速，贡献未来新增电量的 51.7%

目前我国正持续推进低碳清洁能源发展，2017 年全国发电量 6.4 万亿千瓦时，同比增长 6.7%，其中可再生能源发电量 1.62 万亿千瓦时。可再生能源发电中，光伏发电 0.12 万亿千瓦时，同比增长 71.4%，占全国发电量的 1.9%。可以看出，虽然光伏装机呈现爆发式增长，但光伏发电占比仍处于较低水平，同时太阳能在能量转换过程中不影响环境，光伏发电仍然有较大的开发空间。

近年来，中国太阳能发电产业快速发展，实现了规模化应用，利用方式呈现多样化。根据《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》，我国将坚持能源绿色生产、绿色消费，推动可再生能源高比例发展，降低煤炭在能源结构中的比重，使清洁能源基本满足未来新增能源需求。未来光伏发电量占比仍将持续快速增长。预计到 2020 年，太阳能发电量有望达到 0.3 万亿千瓦时；到 2035 年，太阳能发电量将达到 1.1 万亿千瓦时；到 2050 年，太阳能发电量将达到 2.5 万亿千瓦时。至 2050 年，太阳能发电量增加 2.38 亿千瓦时，贡献未来新增电量的 51.7%。

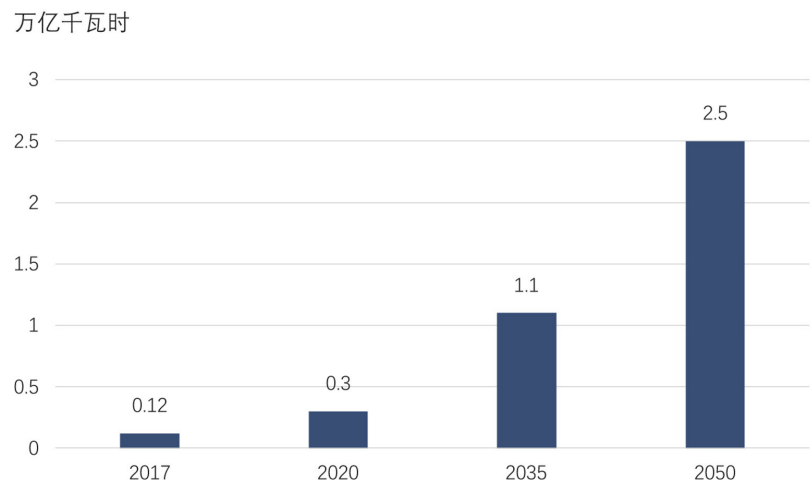


图 2-11 2017-2050 太阳能发电量

(3) 核电贡献未来新增电量的 27.2%，到 2035 年、2050 年分别占总发电量比重为 11.4% 和 13.6%

面对节能减排压力，我国正在大力推进能源结构转型。我国核电在技术方面日益成熟，不但拥有自主研发的三代技术，还在积极拓展四代技术，为日后行业健康稳定发展提供了坚实有力的技术支持。作为为数不多的可发挥基荷电厂作用的清洁能源，核电在我国未来能源结构中必将占据一席之地。

2017 年核电发电量为 0.25 万亿千瓦时，占全部发电量的 3.9%，占非化石发电量的 13.2%。近期内，随着一批核电工程的启动，核电发电量将大幅上升，但考虑到部分省份其他能源储量丰富，以及核燃料处理的问题，大规模发展前景不太乐观。预计到 2035 年核电发电量将达到 1.2 万亿千瓦时，约是 2017 年的 5 倍，占总发电量的 11.4%。

到 2050 年核电发电量将达到 1.5 万亿千瓦时，约是 2017 年的 6 倍，占总发电量的 13.6%，占非化石能源发电量的 18.2%。至 2050 年，核电发电量增加 1.25 亿千瓦时，贡献未来新增电量的 27.2%。

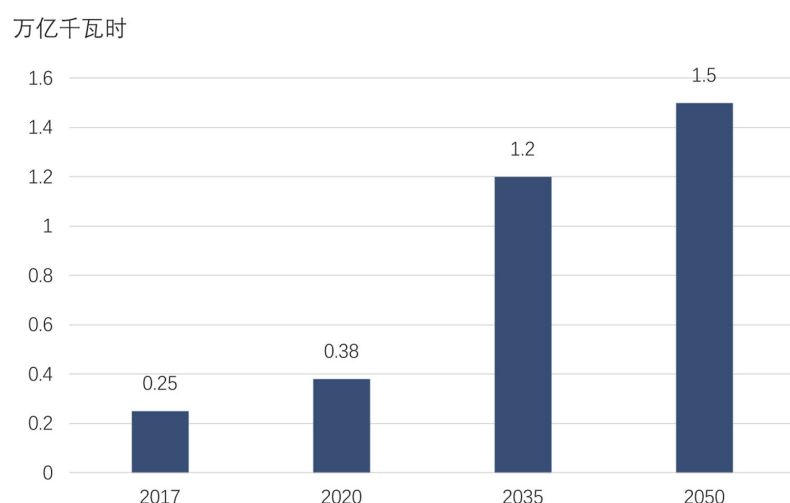


图 2-12 2017-2050 核电发电量

(4) 水电小幅平稳增长，到 2050 年贡献未来新增电量的 13.04%

水电是我国最早发展，最成熟的可再生能源，对完成 2020 年非化石能源消费比重达到 15% 的减排目标，有着举足轻重的作用。水电在中国经历了多个发展阶段，总装机容量从 1980 年代的约 1000 万千瓦，跃增至 2015 年的 3.0 亿千瓦。目前受水电开发成本增加、弃水严重等问题的影响，投资速度放缓，整体发展进入稳定发展期或成熟期。

2017 年水电发电量为 1.2 万亿千瓦时，占全部发电量的 18.8%，占非化石发电量的 63.2%。预计到 2035 年水电发电量将达到 1.5 万亿千瓦时，较 2017 年增长 25.0%，占总发电量的 14.3%。到 2050 年，水电发电量将达到 1.8 万亿千瓦时，较 2017 年增长 50.0%，占总发电量的比重为 16.4%，占非化石能源发电量的比重为 21.8%。至 2050 年，水电发电量增加 0.6 亿千瓦时，贡献未来新增电量的 13.04%。

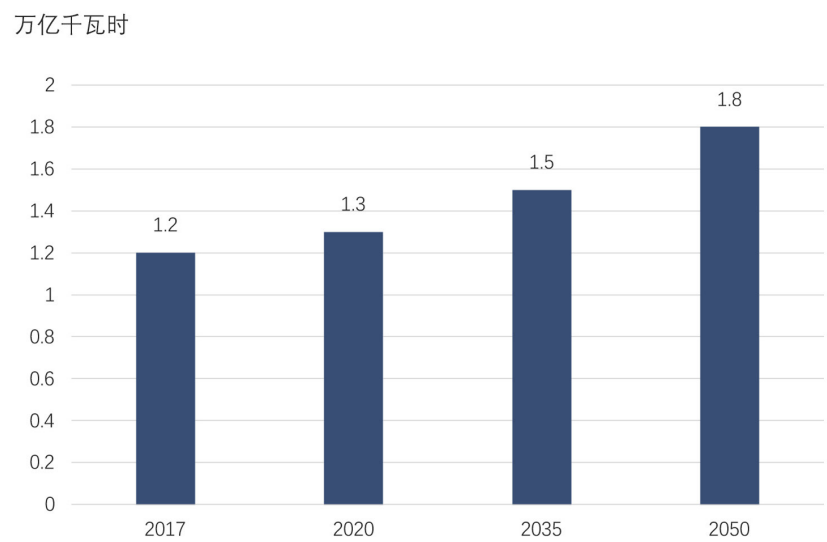


图 2-13 2017-2050 水电发电量

2.2.3 小结

中国社会发电量将持续增长，随着用电需求增长走低相应放缓。2035 年、2050 中国发电量分别约为 10.5 万亿千瓦时、11 万亿千瓦时，其中煤电占比大幅下降，将逐步支撑电力系统运行，辅助系统调峰调频。非化石能源发电发展迅速，占比由 2017 年的 30% 上升至 2050 年的 75%，与煤电完成角色互换。

3 电力发展战略部署

3.1 进一步完善可再生能源发展机制，促进风电光伏等可再生能源规模化持续健康发展

3.1.1 当前可再生能源发展存在的问题

大力发展可再生能源，是我国保障能源安全、加强环境保护、应对气候变化、调整能源消费结构的重要举措，对于促进我国经济发展方式转型、培育和打造战略性新兴产业具有十分重要的作用。

当前我国可再生能源电力进一步发展的瓶颈已从过去技术装备和开发建设能力方面的约束，转变为市场和体制方面的制约，突出体现为当前水电、风电、太阳能发电的电网接入和市场消纳困难。落实国家非化石能源发展目标和确保有效解决弃水弃风弃光问题面临着一系列问题：一是法律和政策落实上缺少可考核的核心目标。《可再生能源法》明确规定实行可再生能源发电全额保障性收购制度，但缺乏针对发电企业、电网企业和地方政府在促进可再生能源发展方面具有约束力的考核机制。二是可再生能源法的相关规定缺乏具有强制性和可操作性的具体措施，政策措施不协调，无法保障政策落实和目标实现。现行支持可再生能源发展的政策主要针对发电侧，缺少激励产业中下游电网企业、电力用户和地方政府的政策和措施，同时各项政策之间缺乏统筹协调，甚至相互抵触。三是电力技术体系和运行机制仍不适应大规模的可再生能源发展。现行的电力运行管理

机制主要以可控的常规电源为管理对象，行政管理以年度发电计划为基本手段，与可再生能源电力的特点不适应，电力运行过程中的矛盾日益突出，可再生能源电力的并网及利用存在严重障碍。

现在可再生能源补贴存在两个主要问题，一个是补贴资金存在缺口，可再生能源电价附加征收额度不够，满足不了可再生能源的发展需求，2015 年可再生能源补贴资金缺口达 300 亿元以上。另一个问题是补贴发放程序复杂，补贴拖欠时间长。由电网方面统计可再生能源的发电量、补贴金额等有关数据，再进一步上报至财政部，由财政部进行逐一核实后进行补贴发放，这一系列程序复杂且耗时长，导致补贴资金发放不及时，为可再生能源企业带来现金流上的压力。

3.1.2 健全和完善可再生能源发展的建议

(1) 进一步完善和落实可再生能源全额保障性收购制度

2016 年 3 月 28 日，国家发改委发布《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》全文（下称“《保障性收购办法》”），明确加强可再生能源发电全额保障性收购管理，保障非化石能源消费比重目标的实现，推动能源生产和消费革命。

可再生能源发电全额保障性收购，是指电网企业（含电力调度机构）根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，结合市场竞争机制，通过落实优先发电制度，在确保供电安全的前提下，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。

《保障性收购办法》提出，可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购。可再生能源并网发电项目保障性收购电量范围内的限电补偿费用标准按项目所在地对应的最新可再生能源上网标杆电价或核定电价执行。

统筹考虑我国可再生能源发展实际及电力市场化改革进程，进一步完善和落实可再生能源全额保障性收购制度，对于新建可再生能源发电项目，取消强制性收购，允许可再生能源发电公平参与电力市场交易；对于存量可再生能源发电项目，继续落实全额保障性收购。

(2) 强化落实可再生能源电力配额制及绿证制度

以立法为基础强制要求各类电力市场主体承担购买可再生能源电力义务的制度一般称为可再生能源电力配额制度。其内涵一般是指在国家电力建设中，根据相关法律法规制定，强制要求配额义务主体在其提供或购买的电量中具有规定数量或比例的可再生能源电力。2009年12月26日，十一届全国人大常委会第十二次会议通过的《中华人民共和国可再生能源法修正案》第十四条中明确规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，并要求电网企业全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量，同时明确了其无法履行义务责任，从而建立了可再生能源发电的消纳保障机制。可再生能源发电全额保障性收购制度的建立，也为可再生能源电力配额制度的建立实施提供了必要的政策依据。

可再生能源配额制是国家将对各省级行政区全社会用电量规定最低的可再生能源电力消费比重，能源主管部门按年度制定各省可再生能源电力配额指标，进行监测、评估和考核。未达到配额的相关行政区域和市场主体将受到惩罚。可再生能源配额包括“可再生能源电力总量配额”和“非水可再生能源电力配额”。

以可再生能源电力配额制和绿证交易弥补补贴缺口。配额制与绿证结合，对未达到消纳配额的市场主体来说，可以通过购买绿证来完成配额。可再生能源电力证书制度，一般被称作“绿证”，是指对可再生电力的生产者，每一兆瓦时（1000度）交易结算电量可以获得一个绿证，与两类配额对应，绿证也分为常规水电证书和非水电证书。绿证结合配额制，将一定程度上缓解可再生能源补贴的财政压力。随着国内可再生能源装机容量的快速发展，可再生能源的补贴缺口也越来越大。为此，尽管主管部门先后数次下调风电、光伏补贴标杆电价，并上调电价中的可再生能源附加费，然而依然无法弥补越来越大的可再生能源补贴缺口。在确定了分省的可再生能源配额之后，达不到配额的市场主体需要通过购买绿证来满足监管要求。而新能源企业在发电过程中，每交易结算1兆瓦时电量，可以获得一个绿证，由国家可再生能源信息管理中心负责证书核发。

这一机制下，用电市场主体通过向新能源发电企业购买绿证来满足配额，对新能源发电企业而言，出售绿证可以带来收益，这部分收益将作为补贴来源的一部分，并且也可以尽快结算，一方面缓解了财政补贴的压力，另一方面也可以带来更好的现金流。

(3) 进一步探索激励性管制手段，促进电网企业提高可再生能源消纳能力

采用将可再生能源渗透率和弃风、弃光、弃水率等指标与电网企业准许收入挂钩的

方式，激励电网企业发展和应用智能电网、储能技术等，为可再生能源发电提供无歧视性的上网接入服务，提高吸纳可再生能源电力的能力。同时，加快制定可再生能源并网运行和优先调度管理办法，以及可再生能源调度监管办法，建立强有力的约束制度和监管机制，依法保障可再生能源发电企业的合法权益。

政府为促进新能源消纳，一方面要加大可再生能源本地的消纳力度，另一方面要扩大跨区交易规模。北方地区做好清洁取暖工作，尽快扩大风电清洁取暖规模，通过风电企业与电供暖企业各类电取暖用户进行电力市场化交易，实现符合清洁低碳发展方向的风电取暖。有关省级能源管理部门要指导地方政府组织风电、电供暖企业，在电网企业及电力交易机构平台支持下建立风电供暖合作机制。限电严重地区要督促自备电厂企业参与系统调峰运行，消纳可再生能源，通过合法合规的电力直接交易或置换发电，扩大企业自备电厂消纳可再生能源电量。通过多种途径推进本地电能替代，提升本地消纳可再生能源能力。

同时，各区域电网要加强省间互济和跨省备用共享，统一调用区域内的调峰资源，协同消纳可再生能源电力。电网企业要挖掘跨省跨区输电通道输送能力，并优先输送可再生能源电力。有关能源监管机构要对跨省跨区电力外送通道中可再生能源占比情况按年度进行监测评价。国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司等要会同电力交易机构，扩大跨省跨区电力现货交易消纳可再生能源电力。具备消纳可再生能源电力的东中部地方政府和电网企业要把本地区减少燃煤量与消纳区外输入可再生能源电力相结合，主动与跨省跨区电力输送通道的送端地区政府及电网企业对接，将本地区腾出的电力市场空间优先用于扩大可再生能源消纳利用。

(4) 进一步完善支持可再生能源持续健康发展的财税机制

税收政策是政府用于筹集财政资金、进行宏观调控的重要经济工具，能够有效地调节资源配置，正确引导生产者和消费者行为，对促进可再生能源的发展方面具有重要意义。从现有技术水平条件下可再生能源的特征来看，单纯依靠市场的力量难以保证可再生能源产业的持续发展，利用税收政策促进可再生能源发展是一条行之有效的途径。以发达国家为首的众多国家很早就注重发展可再生能源，并制定各种税收政策限制传统化石能源的消费，积极促进可再生能源的技术研发和商业化进程，提高市场竞争力。

一是以年度为单位确定补贴退坡进度，明确市场预期，避免市场大起大落，稳步推

动企业降本增效，提高可再生能源市场核心竞争力。在税收政策方面，需要尽快清晰和完善促进可再生能源的适用税法，清晰增值税、所得税、营业税激励细则。关于资源税和碳税问题，根据我国目前的资源和环境以及经济技术现状，应该采取小步走的渐进式方案，总体看“征比不征好、早征比晚征好”。

二是建立健全可再生能源补贴管理的长效机制，通盘考虑可再生能源容量补贴标准、电量补贴标准和税收、金融等优惠政策。财政税收政策要综合引导，各有侧重以及保持政策具体公开而透明、建立定期评估机制等原则。在财政支持具体政策方面，需要加大财政支持力度，清晰财政支持目标效果，可再生能源发展成本负担兼顾东西部差距，借鉴《京都议定书》的“共同但有区别的责任”施行差别化的负担机制。

三是以煤电社会成本为基础确定可再生能源发展基金征收标准，在过渡阶段对煤电企业上网电量每度电加征 1 分钱可再生能源发展基金。

缺乏有效的经济激励政策支持是我国可再生能源发展的重大障碍。我国的可再生能源发展较晚，由于成本较高，收益较低且回报较慢，无法如传统能源一样可以有固定的资金来源，可再生能源严重缺乏资金支持。首先，通过可再生能源发展基金的补偿，使可再生能源发电的价格能够比较真实地反应其经济成本和社会成本，从而为可再生能源的发展提供坚实的物质基础。其次，设立可再生能源发展基金，也是协调地区之间利益矛盾与冲突的有效方式。大力发展可再生能源，减少传统能源的消费和使用，将明显提高环境质量，减少环境污染。

(5) 创新可再生能源发展模式，发挥可再生能源发电竞争优势

可再生能源很难经过长期的补贴来维持大规模的继续发展，可再生能源将来要占到电力的 75%，现有的价格补偿机制将无法满足我国可再生能源的快速发展需求。因此，要创新可再生能源发展模式，建立市场为主、计划为辅的发展机制，通过市场选择来发挥可再生能源发电的竞争优势。

进一步建立健全以企业为主体、市场为导向的可再生能源发展机制。坚持政府宏观调控，有关政府部门应履行监督管理职责，明确可再生能源的发展方向，拟定创新发展模式的标准和规范。坚持企业为主体、市场为导向，通过市场竞争对可再生能源的发展方向进行引导和选择。通过市场化选择和政府调控相结合的方式，增加可再生能源的市场占有率，提高资源利用效率。创新可再生能源发展机制，要强化市场监管，完善市场

交易规则，加快建设电力市场体系，完善可再生能源电力绿色证书交易机制，推进实行可再生能源电力配额制，实现新能源和可再生能源发展从政府监管到市场选择的转变。

(6) 调节电力系统供需稳定，促进可再生能源发展

可再生能源发展潜力巨大，但其间歇性与不可预测性制约了可再生能源的大规模发展，并由此导致了弃风、弃光率高。发展可再生能源发电存在并网的困难，而储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统的重要组成，储能技术是可再生能源接入、分布式发电以及智能电网发展必不可少的支撑技术，不仅能有效平滑功率波动、消除峰谷差、实现需求侧管理，还可提高电力设备运行效率、降低供电成本，成为提高电网运行稳定性和可靠性、调整频率、补偿负荷波动的一种手段。此外，储能技术还可以协助电力系统故障重启与快速恢复，提高系统的自愈能力。利用储能系统的双向功率特性和灵活调节能力，可以有效解决可再生能源并网带来的一系列问题，从而提高系统对分布式电源的接纳能力，优化电网资源配置，提高电网资产的利用率。因此，要大力发展储能技术，扩大可再生能源的发展规模。

在大力推进储能设备发展的同时，也应当倡导电池储能与可再生能源发电的结合。电池储能系统安装灵活，建设周期短，目前广泛应用于可再生能源发电中的储能配置和容量优化等方面，拓展电池储能系统的应用功能，可以显著提高经济效益，更好的服务于可再生能源发展。从国家层面来看，政府要加大扶持力度，加大基础设施建设和人力资本投资，积极加大试点建设，扶持可再生能源与储能结合系统的试验性项目，在实践中找到最适应中国现状、最适应项目安装地点的储能策略，为日后大规模可再生能源发电的利用奠定良好基础。从产业层面来讲，需要充分发挥市场机制的作用，利用市场的倒逼机制鼓励企业兼并重组，淘汰落后产能，提高技术和装备水平，拓展储能系统应用于可再生能源发电的应用功能，增加储能与可再生能源发电相结合的更多可能性，促进可再生能源发展。对于电网而言，发展电池储能技术或可从根本上解决可再生能源发电的不稳定性问题，大规模扩大可再生能源发电的份额，有效提高并网率和系统稳定性。对于政府而言，制定更具有针对性的差别电价政策，不但有助于推动电池储能技术的盈利能力，还可以在更大程度上优化电力资源配置，提高电力系统的总体发电效率。

3.2 建立市场机制，促进资源高效配置

3.2.1 电力市场机制发展存在的问题

(1) 电力系统的调节性能不够

我国电源结构以煤电为主，灵活调节电源比重低，且煤电灵活性改造严重滞后。我国能源结构以煤为主，火电占全国电源装机比重达到62%（“三北”地区70%），抽水蓄能、燃气等灵活调节电源比重仅为6%（“三北”地区4%），调节能力先天不足。相比较而言，国外主要新能源国家灵活电源比重相对较高，西班牙、德国、美国的灵活调节电源占总装机的比例分别为34%、18%、49%，美国和西班牙灵活调节电源达到新能源的8.5倍和1.5倍。通过灵活性改造，可有效提升煤电机组深度调峰能力，但《规划》提出的2.15亿千瓦改造目标，目前完成不足5%，严重滞后。⁵我国以传统能源火力发电为主的电力系统，对于明显具有不稳定特征的风电、光伏发电的并网要求很不适应。可再生能源发电装机达到50%以上的地区，传统火电成为调峰的灵活性改造技术尚需进一步研究。

我国电力消纳市场和机制未完全落实。电力体制改革已经迈开步伐，但以计划电量、固定价格、分级市场、电网垄断等为特征的体系近期仍占据一定地位，这样的机制难以适应可再生能源发展的需求。水电的丰余枯缺特点和风光的波动性在现有机制框架下，仅靠本地运行调度优化已经不能解决市场消纳问题，需依赖更大范围市场消纳。而目前电力运行管理总体是以省为实体进行管理，同时跨省跨区输送未纳入到国家能源战略制定的长期跨地区送受电计划中，各地对接纳可再生能源积极性不足。

电力中长期交易、现货市场、辅助服务市场等市场机制有待完善，我国已确定了清洁能源优先发电制度和市场化交易机制，但真正落实尚有距离。此外，目前电网企业既拥有独家买卖电的特权，又通过下属的电力调度机构行使直接组织和协调电力系统运行，拥有电网所有权和经营、输电权，不利于市场主体自由公平交易。

(2) 体制机制亟待完善

目前，相应的宏观政策不够完善，能源本身的产业政策和财税、金融、土地、环保政策协调不够。天然气发电调峰补偿机制不够完善。在价格方面，政府定价固定单一，相对僵化，不够灵活。

5. 傅观君, 郑宽, 王芃. 能源转型背景下电力优化调整思路 [J]. 电力决策与舆情参考, 2018, (39).

目前我国现行的可再生能源发展机制为政府核准项目、确定上网电价并要求电网企业全额保障性收购，高于标杆电价部分费用由可再生能源电价附加补偿。这种固定价格、强制收购、政府补贴的制度安排在初期有利于可再生能源的快速发展，但随着可再生能源规模不断扩大，并网消纳问题、财政补贴压力等已经逐步成为制约可再生能源持续健康发展的瓶颈，亟待进一步完善可再生能源发展机制。

3.2.2 完善电力市场发展机制的建议

(1) 建立市场化交易机制，完善峰谷电价形成机制

2018年7月18日，国家发展改革委、国家能源局联合出台《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》（以下简称《通知》），2018年选择煤炭、钢铁、有色、建材等部分重点行业电力用户，率先全面放开发用电计划试点，进一步扩大交易规模，完善交易机制，形成新的改革突破口和着力点。电力市场的交易与结算机制是电力市场运营的核心内容，直接影响市场化运营结果。科学、合理的交易结算机制是电力市场平稳发展和体现市场主体利益公平性的根本保障。

从电力供需平衡基本方式的角度看，有“单边交易”（也称强制性电力库）和“双边交易”两种模式。在“单边交易”模式中，市场出清价格由市场组织者基于发电商的竞争确定，需方是批发价格的被动接受者。而在“双边交易”中，需方也参与批发市场竞价，无论是场外的供、需直接交易，还是场内的集中撮合交易，市场价格都是由买、卖双方共同决定的。

建立市场化交易机制。从我国的国情出发，“单边交易”的优点是易于和传统体制接续，可控性强，较难解决的问题是市场操纵；“单边交易”模式更强调电力产品的特殊性，认为“交易基于系统需求预测”的集中决策体制，对电力系统的安全可靠仍然重要，制度“成本——收益”的关系较好；而“双边交易”模式市场效率高，但构架复杂，靠合同约束保障系统平衡对法制条件及配售侧改革配套要求较高。我国电力批发市场构建的长期目标应确定为“双边”的跨省区域市场，但应先易后难、稳步推进。过渡期交易模式应以“单边交易”模式为主，区域电力市场建设可走“由点及面”的渐进之路。

为了满足可再生能源发展的需要，应该实行单边交易模式。强制性的电力库能够实现实时的电价，实时电价是根据社会效益最优化原则，运用经济学中的边际成本理论确

定的电价，与基于补偿历史个别成本确定电价的方法相比，实时电价能有效地引导资源的合理使用。此外，由市场形成实时的电价，可根据电力市场电价变化调整用电需求，如分时电价、实时电价、尖峰电价。通过设立峰谷电价，鼓励用户改变用电方式，避峰用电，达到削峰填谷，提高电力系统负荷率和运行稳定性。

完善峰谷电价形成机制。评估现行峰谷电价政策实施情况，完善峰谷电价政策，加大峰谷电价实施力度，运用价格信号引导电力削峰填谷，优化电力资源配置。省级价格主管部门可在销售电价总水平不变的前提下，建立峰谷电价动态调整机制，进一步扩大销售侧峰谷电价执行范围，合理确定并动态调整峰谷时段，扩大高峰、低谷电价价差和浮动幅度，引导用户错峰用电。鼓励市场主体签订包含峰、谷、平时段价格和电量的交易合同。利用峰谷电价差、辅助服务补偿等市场化机制，促进储能发展。利用现代信息、车联网等技术，鼓励电动汽车提供储能服务，并通过峰谷价差获得收益。完善居民阶梯电价制度。

用峰谷差别电价引导消费，是错峰填谷、降低供电整体成本、节约资源、高效用电的有效做法。在峰荷压力大的地区，进一步增大电价的峰谷差，能更有力地引导用户合理调整用电时间，使社会资源利用效率提高。

利用价格杠杆引导用户主动改变用电习惯进行削峰填谷，有效解决高峰时段用电紧缺问题，保障电网安全经济运行，提高电力资源配置效率，促进电力改革纵深推进。

在制定新的峰谷电价时，重点把握以下几点：

① 政策制定与时俱进，适应市场需求

由于峰谷电价长期保持不变，传统峰谷时段划分方式以及峰谷电价定价机制已经不能满足电力改革后的用电规律，难以满足电力市场化的需求。在制定新的峰谷电价定价机制时，需根据市场的发展，结合实际用电负荷趋势，充分考虑社会多方需求，有针对性地就机制进行调整。

② 把握用户用电规律，制定合理价差

合理的峰谷价差能够有效调动用户调峰的积极性。在制定新的定价机制时，应充分考虑地方经济发展水平，以及用电用户对价格调整所作出的反应。在人均收入水平较高的地区，价格差异对于引导用户用电时间及用电量的选择上效果并不明显，而部分省市则存在过度的现象，抑或是用电较多的大工业企业集中在低谷时段生产，导致峰谷规律

在时间上呈现出较大的漂移。把握用户用电规律将能有效避免上述现象，从而实现供需双方经济效益的均衡。

(2) 完善辅助服务市场建设

2015年3月，中共中央、国务院正式下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，提出建立辅助服务新机制的要求，辅助服务市场建设势在必行。辅助服务是维持电力系统安全稳定运行的必要功能，在可再生能源大发展时期，其重要性越来越凸显。

当前，电力辅助服务试点范围不断扩大，公平透明、竞争有序的市场化辅助服务共享和分担机制正在形成，储能设备、需求侧资源、第三方被鼓励参与提供电力辅助服务，给新能源消纳、电力市场交易、新兴产业发展带来利好。

我国电力辅助服务市场还在逐步探索中，各市场建设差异比较大，定价、交易机制还不完善，市场有效激励不足，很多市场主体参与市场的意愿还不强烈，必须坚持市场化改革，总结完善相关规范，进一步促进电力资源优化配置。

首先，因地制宜，分类加强组织指导。因各省电力形势、电源结构各有特点，各省的辅助服务市场在市场主体、交易品种、结算规则等方面不尽相同。尽管从责任分工上，国家主管部门统一协调推进有关工作，由各派出能源监管机构根据实际情况负责区域市场方案总体设计和组织实施。但国家主管部门还应深入分析研究，对各地辅助服务市场特点“心中有数”，以便因地制宜、有的放矢地加强分类指导，确保各地市场对目前情况和电力现货市场具备较强适用性。

第二，加速形成示范效应，调动市场主体参与积极性。目前，福建省创新补偿方式，补偿费用和电量、电价挂钩；广东省辅助服务市场暂时只包括AGC调频服务；山东省则把调峰、AGC调频同时纳入辅助服务交易范围；差异化的市场在不成熟的阶段，导致市场主体观望情绪较重。要尽快落实交易规则、推动试点市场发展，加速形成成熟市场机制的示范效应，增强市场信心，调动发电、电网、储能企业和需求侧资源参与市场的积极性。

第三，开拓视野，充分吸收借鉴国际经验。国外部分国家的电力辅助服务市场相对成熟，有多方面经验可供我们借鉴。一是借鉴其市场建设路径。当前我国市场过于倚重调峰服务，而国外成熟的辅助服务市场中，电力平衡是通过现货市场解决的，随着国内现货市场的建立，要提前考虑交易品种及规则的变化。二是借鉴其成熟市场机制。推动

提供辅助服务成为国内并网电厂、储能电站等的重要盈利点，对市场主体形成有效激励。

三是借鉴其监管经验。对调度、交易机构执行市场规则情况和市场准入、市场力、交易行为等进行有效监管，确保市场规范有序运行。

(3) 完善电力现货市场建设

电力现货市场是现代电力市场不可或缺的重要组成部分，是电力市场的进程是否成熟的重要标志。电力现货市场能够通过发现完整的电力价格信号，引导市场主体开展中长期电力交易、输电权交易和电力期货交易，有利于资源优化配置，有利于促进可再生能源消纳。

随着电力体制改革全面深化，电力中长期交易规模不断扩大，亟待加快探索建立电力现货交易机制，改变计划调度方式，发现电力商品价格，形成市场化的电力电量平衡机制，逐步构建中长期交易与现货交易相结合的电力市场体系，充分发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，进一步释放改革红利。

为运行好电力现货市场提出六点建议：

第一，要打破地域分割。我国电力资源和用电负荷总体上呈现一种逆向分布，依托大电网在全国范围内实现电力资源优化配置，既是重要优势、也体现了局限性。现阶段实质上以省为主体的电网格局，在一定程度上制约了电力的全国范围内优化。如果现在仍要进行地方保护，除了影响到地方企业长期效益以外，这其实是一种不应当有的地方垄断。电改特别是直接交易和现货市场的建设，为打破地域的局限性创造了体制条件，后面所需要的就是各地方政府创造条件，同时各省网公司也要在这方面发挥积极作用，打破地域分割，支持企业和用户，让全国范围内的资源优化配置、优化布局能够得以实现。

第二，要着力消纳清洁能源。近年在能源技术革命的推动下，一个具有里程碑意义的变化就是风电光伏等清洁能源已经具备条件实现平价上网。但是，风电光伏的不稳定性和发电小时的局限性，决定了风电光伏的利用必须在全国更大的市场消纳、必须及时消纳，这就需要现货市场发挥重要作用。目前我国清洁能源的消纳不完全通过市场机制，未来各方要高度重视，运用市场机制来实现对清洁能源的充分消纳。

第三，现货市场的建设要呼应中长期交易。在一定意义上，中长期交易和现货市场共同构成了我们一个完整的电力市场。中长期交易有利于稳定发供电的预期，现货交易可以解决及时的电力供需平衡。推进现货市场交易，必须要更加充分地发挥中长期合同

的作用。各地政府、各电网公司要通过交易中心做好中长期合同的签订和考核工作，使电力现货市场和中长期交易优势互补、相得益彰，充分发挥市场在电力资源配置当中的决定性作用。

第四，要完善长效机制。现阶段电力是少有的仍然有较高比例是政府定价、计划供电格局的产业，要转向完全市场调节、发挥市场在资源配置中的决定性作用，仍有大量的新体制机制需要构建。所以在推行电力现货市场、电力直接交易过程当中，构建按照市场规律运行的相关制度和标准，对于保障现货市场的长期稳定运行具有非常重要的意义。

第五，要促进转型升级、优化布局。现阶段电源、供电设施的配置仍然是由传统的体制机制决定，未来规划建设项目要向尊重市场在资源配置中的决定作用去转型，要充分发挥现货市场和直接交易的作用，根据交易所反映出来的供求关系，进行电源电网的布局和优化，促进电力行业的转型升级、布局优化。

第六，要尽早全面推开现货市场建设。一是另外 5 个试点明年上半年也要运行，目前的三个试点已经建立起一整套制度，所以说完全有条件（实现）。二是剩下的所有省区市，明年上半年都要上报现货市场建设的方案、制定出开展现货市场建设的时间表。电力现货市场建设发挥作用的核心是要形成一个完整的市场。如果仅仅是这三个市场运行了，全国市场等于实质上没有形成。明年要争取凡是市场化交易的实体、经营性的电量，都要创造条件实现市场化交易。

3.3 深化输配电体制改革，调整电网企业功能定位

3.3.1 我国输配电电力体制发展历程和现状分析

改革开放至今，中国电力体制改革大体上经历了四个阶段。第一阶段（1978—1985 年）：主要解决电力供应严重短缺问题。推行“集资办电”，解决电力建设资金不足问题，并打破单一制电价模式，培育了按照市场规律定价的机制。第二阶段（1987—2002 年）：主要解决政企合一问题。提出“政企分开，省为实体，联合电网，统一调度，集资办电”的“二十字方针”和“因地因网制宜”的电力改革与发展方针。第三阶段（2002—2012 年）：厂网分开与电力市场初步发育阶段。2002 年 12 月，国务院下发了《电力体制改革方案》（即电改“5 号文”），提出了“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”

的 16 字方针并规划了改革路径。第四阶段（2013 年—今）：电力体制改革进入新常态，市场化步伐加快。特别是 2015 年 3 月中共中央办公厅下发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9 号）文》提出深化电力体制改革的重点和路径：在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划。

新一轮电力体制改革是电力领域贯彻落实党的十八届三中、五中全会精神的重要行动，是我国全面深化改革的重要组成部分。电改“9 号文”及其配套文件的发布，彻底动摇了电力行业现有的发展格局，电网企业功能定位将产生重大转变。售电侧的放开被认为是新一轮电力体制改革的最大亮点，是“构建有效竞争的市场结构和市场体系”的重要环节，根据售电侧改革的阶段特征，电网企业参与的方式存在差别：在售电侧放开初期，电网企业参与方式主要以理清输配电资产，界定输配电成本构成，改变电网运营模式为主；在成长期，电网企业主要工作以搭建独立交易平台，进行必要制度安排为主；在成熟期，电网企业参与方式主要以核算输配电费，提供“兜底”服务为主。对于电网企业功能定位的调整，要满足新的市场需求，将电网转换成为一种数字化、智能化、网络化的公共服务平台，保障电力用户自由进入、使用电网资源的权利，实现信息自由化。同时，电网企业将定位于提供普遍服务、保障基本供电、保障电网公平无歧视开放、保障电网安全运行，承担其他电力企业和政府无法履行的责任。

3.3.2 我国输配电体制改革存在的问题

(1) 输配电体制无法满足市场需求

我国的输配电体制改革过程中，输配电体制无法满足目前的市场需求。电力产业市场经济的快速发展，使我国的输配电体制不得不进行改革以适应日益提升的电力市场需求。电力产业主要包括发电、输电、配电和售电四个环节，其中输配电环节是其中最重要的组成部分，而通过输配电体制与市场化经济的相关结合，将会有促进电力产业的发展。油气是对于电力应用最多的建筑行业，合理的利用好输配电体制的建设将对建筑产业的发展起到促进作用。

(2) 输配电体制结构不合理

我国目前的输配电体制结构不合理。许多电力企业中，缺乏对输配电价的正常引导，导致电价体系中缺少相应的输配电价，无法发挥出电力输配电体制的相关作用，在地区之间的相关电网管理体制也无法得到有效的落实，从而造成电网电价的压力提升，对资源的合理优化产生了一定程度的制约。

(3) 国家相关政策的不完善

我国电力产业的发展起步相对较晚，这就使得我国的许多相关政策和法律法规都不够完善，导致电力企业的发展依然比较缓慢。由于相关政策的不够全面，政府的相关部门对于电力企业的监督制度也存在一定的弊端，实现真正意义上对电力企业的监督，容易导致一些地区无法真正的合理用电，甚至产生了相关电力资源的浪费。在对我国输配电产业体制进行改革的过程中，国家相关政策的支持越来越重要。

3.3.3 深化输配电体制改革的建议

(1) 转变电网企业盈利模式，回归电网企业公共事业属性

对于地方政府而言，主要起到监督协调稳步推进电力改革的作用；对于发电企业，直接与大用户开展交易，参与售电侧竞争；对于电网企业而言，从原有的收取购销差价转变为收取过网费。就电网企业来看，电网运营主要包括四个方面：压缩技术生产环节，为直接交易提供平台，提供公共服务、维护新运营模式；电网盈利模式主要体现在：对不同电压等级的用户收取输电服务费用，根据线路距离收取电网使用费，根据用户类别收取配电服务费用。

售电侧放开之前，电网企业为输、配、售一体化公司，主要业务包括电力配送、电力传统购销及调度交易；售电侧放开之后，电网企业逐渐转变为输配电服务商，主要业务包括电力配送和电网投资运行，更倾向于公用事业型单位。此外，电网企业作为电力供应服务主体，应按照输配电与售电分开、售电业务向社会资本开放的改革要求，无歧视地向售电主体及其用户履行电力普遍服务义务，并受国家监督。

电网企业承担其供电营业区保底供电服务，履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电的基本责任。保底供电是电网企业的最终责任，是社会公用事业应有之义，是随改革新增的电网企业及取得增量配电网运营权的售电公司的法定义务。当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正

常供电的前提下，按照规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无议价能力用户供电，按照政府规定收费。若营业区内社会资本投资的配电公司无法履行责任时，由政府指定其他电网企业代为履行。保底供电新增成本，应建立合理的电价政策来疏导或者通过市场化机制解决。

(2) 转变电网企业业务模式，提供高质量增值服务

随着售电侧放开，电网企业将转换输配售一体化业务模式，将更加关注输配电业务。电网企业主要从事电网投资运行、电力传输配送、负责电网系统安全、加强网络建设运维、保障电网公平无歧视开放、履行电力普遍服务义务，并承担市场主体的电费结算责任。电网企业拥有输电网、配电网运营权，承担其供电营业区保底供电服务，按规定向交易主体收取输配电费用（含线损和交叉补贴），代国家收取政府性基金，按照交易中心出具的结算依据，承担市场主体的电费结算责任，保障交易电费资金安全。电网企业可以成立售电公司参与售电侧市场竞争，但同时也要保障其公立和公平性。

电网企业对供电营业区内的各类用户提供电力普遍服务，实现电力资源平等接入，保障基本供电；无歧视地向市场主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；保障电网公平无歧视开放，向市场主体提供输配电服务，公开输配电网络的可用容量和实际使用容量等信息；在保证电网安全运行的前提下，按照有关规定收购分布式电源发电；受委托承担供电营业区内的有关电力统计工作。此外，作为电力市场运行主体，电网企业应科学合理编制电网规划，负责输配电网建设；应做好已建成电网的基础设施维护，保障电网设施的安全运行；应对上下游企业开放电网公平无歧视接入，完善并网运行服务质量。对于与发电企业直接交易的用户和售电公司的用户，保证其享受待遇条件相同、无歧视无差别的供电服务。

此外，应拓展电网企业业务范围，提供增值服务。一是积极开展供电工程建设工作。售电侧改革后，电网被允许公平参与售电市场竞争，因此电网企业应利用业务、技术优势，积极设计实施供电工程服务环节，增加电网增值服务；二是开展电力延伸服务，为电力用户提供安全、科学、专业的用电方案和保养服务；三是提供增值服务，利用营销、交易和调度数据，为用户提供综合能源管理服务；为分布式电源、微网用户提供建设、虚拟电厂管理和为充电桩用户提供建设、充电智能卡位等新型服务。

(3) 引入多元化投资主体，促进电力市场供需调节

在我国，电网企业资产属于国家，在使用上具有排他性，使用方必须付出相应费用后才能获得使用权；电网企业存在多层委托代理关系，收益属于国家，剩余所有权不可转让。从中我们可以看出，电网企业属于典型的自然垄断型国有企业，具有公共性和收益性双重性质。随着电力体制改革的不断推进，电力发电侧已形成了投资主体多元化、多家办电的格局，而提供输配电服务的电网企业的所有权依然归国家单一所有，并且电网企业的投资具有专用性和沉淀性，电网投资一旦形成就不能移作他用或转移到其他产业去。电网企业的产权结构单一、投资主体单一、资金来源有限，导致了网源建设的不匹配，从而加剧了电力市场可用电量的供给不足。因此，加强电网建设的真正出路，就是要突破电网企业自身自有资金的限制，实现电网投资主体多元化。引入多元化投资主体，增加电网投资，加快电网建设，进一步调节电力市场供需平衡。

从电源项目的投资主体多元化的实践来看，地方政府的投资是主要来源之一。电网建设投资主体多元化的首要目标就是要创造条件，使地方政府能成为电网企业新的投资主体，这也符合电网的基础产业性和区域垄断性的基本要求。同时，在当前电网建设过程中，经常遇到的规划、整地、青苗赔偿等方面的工作需要当地政府的支持。而在实际工作中，政府对于电网建设的态度不明朗，支持和配合工作不利，致使电网建设工作进程举步维艰。视地方政府为投资主体的一部分，将政府利益与电网建设密切相关，在电网项目建设过程中，一定程度上也可以取得当地政府的支持，排除建设外部环境恶劣的问题。其次，应充分发挥用电大户投资建设电网的积极性。对高耗能产业和用电负荷大、产品市场风险大的企业，应鼓励其投资建设与其配套的高压电网项目，在电价上给予优惠政策，即供电企业转让输电环节的部分利润给用户，而用户承担与其相关的电网建设的投资风险，供电企业与用户形成“利润共享、风险分担”的关系；或者采取由政府或用户先垫资建设配套高压电网项目，待一定时间后或用电量达到一定水平后，由供电企业归还建设资金，这也可以实现弥补供电企业建设资金不足、分散市场风险的目的。

对电网行业进行合理的市场化改造，建立健全电网企业竞争机制，充分发挥市场配置资源的基础性作用。引入多元化投资主体，逐步放开电网投资主体限制，改变电网企业产权结构，采取信托、基金、资产证券化、融资租赁等多种融资模式，共同推动投资主体多元化。由国家相关部门实施监管，在同一系统管理下构建多元投资主体。设立投

资主体准入门槛，规范多元化投资模式，完善多元化投资政策，建立健全投资项目审批制度，加快落实电网投资决策，提高政府投资决策科学化、民主化、公平化水平，增强投资决策的宏观调控和监管的有效性。创新信息共享机制，建立健全制度保障，创造良好投资环境。

3.4 小结

为更好地满足建设美丽中国的电力中长期可持续发展，应进一步完善我国可再生能源发展机制，促进风电、光伏等可再生能源规模化持续健康发展；建立健全我国电力市场机制，促进资源的高效配置；深化我国输配电体制改革，调整电网企业功能定位。

4 总结及建议

十九大报告提出新时代三步走战略，到 2020 年全面建成小康社会，2035 年基本实现社会主义现代化，2050 年建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国。要完成好新时代的三步走战略，需要我们准确把握电力需求的发展趋势，明确我国电力发展的战略定位。准确把握我国经济中长期发展趋势对于电力发展展望及电力发展战略分析至关重要。

把握我国电力需求的发展趋势。本展望期内，预计中国人口总量将于“十四五”期间达峰，同时老龄化问题日趋严峻，劳动人口数量持续下降。新型城镇化建设不断推进，预计 2050 年常住人口城镇化率达到 80% 左右，城镇化基本完成。未来我国经济将会延续新常态以来速度放缓的趋势，逐步进入中速增长阶段，2035 年 GDP 总量将达 180 万亿元，2050 年 GDP 总量达到 300 万亿元。2050 年人均 GDP 将达 4 万美元，在世界排名 20 名左右。预计我国产业结构将持续升级，2020 年后进入后工业化发展阶段，第三产业比重持续上升，第一、二产业比重持续下降，技术创新、模式创新引领未来产业发展，中国将由工业大国向服务业大国蜕变。此外，在应对气候变化以及大气污染防治等背景下，唯有加快能源变革才能解决问题，而清洁替代和电能替代将成为能源变革的必由之路，中国的能源消费结构将持续优化，更多的一次能源将转化为电力用于终端消费，电能终端能源消费中的比重将不断提升，形成对电力消费增长的支撑。综合来看，在多种因素的影响下，预计中国电力需求将持续增长、增速有所放缓。

明确我国电力发展的战略定位。本展望期内，中国发电装机容量仍将保持较快增长，其中新能源及可再生能源装机规模发展迅速；煤电装机在“十三五”期间受前期投资影响仍将保持较快增长，但随后在电力供需形势宽松和大气污染防治及应对气候变化压力影响下，呈现下降趋势。预计 2035 年、2050 年中国电力总装机规模分别达到约 33.8 亿千瓦、46.6 亿千瓦，发电装机结构向一次电力装机快速倾斜，预计到 2050 年中国煤电、水电、气电、风电和太阳能发电装机分别达 9.0 亿千瓦、5.0 亿千瓦、3.9 亿千瓦、11.0 亿千瓦和 14.0 亿千瓦。本展望期内，中国社会发电量将持续增长，随着用电需求增长走低相应放缓。预计 2035 年、2050 年中国发电量分别约为 10.5 万亿千瓦时、11 万亿千瓦时，其中煤电占比大幅下降，将逐步支撑电力系统运行，辅助系统调峰调频。非化石能源发电发展迅速，占比由 2017 年的 30% 上升至 2050 年的 75%，与煤电完成角色互换。此外，本展望期内，电力需求侧管理实施成效显著，需求侧资源将成为未来电力系统中的重要资源，其中需求响应是需求侧管理（DSM）的解决方案之一，预计 2035 年、2050 年我国需求响应总容量将分别达到 2.1 亿千瓦、4.1 亿千瓦左右。

为了更好地满足建设美丽中国的电力中长期可持续发展，在准确把握我国电力需求发展趋势以及明确我国电力发展战略定位的基础上，建议应进一步完善我国可再生能源发展机制，促进风电、光伏等可再生能源规模化持续健康发展；建立健全我国电力市场机制，促进资源的高效配置；深化我国输配电体制改革，调整电网企业功能定位。

具体地，完善我国可再生能源发展机制，要做到进一步完善和落实可再生能源全额保障性收购制度；强化落实可再生能源电力配额制及绿证制度；加强探索激励性管制手段，促进电网企业提高可再生能源消纳能力；完善支持可再生能源持续健康发展的财税机制；创新可再生能源发展模式，发挥可再生能源发电竞争优势；调节电力系统供需稳定，促进可再生能源发展。完善我国电力市场发展机制，建立市场化交易机制，要进一步完善峰谷电价形成机制、强化辅助服务市场建设、加强电力现货市场建设。深化输配电体制改革，调整电网企业功能定位，要转变电网企业盈利模式，回归电网企业公共事业属性；转变电网企业业务模式，提供高质量增值服务；引入多元化投资主体，促进电力市场供需调节。

主要参考文献

- [1] 王晓. 促进我国可再生能源发展的税收政策研究 [D]. 大连: 东北财经大学, 2012.
- [2] 张宁, 邢璐, 鲁刚. 面向 2050 年的中国电力发展展望 [J]. 中国能源, 2018.
- [3] 刘树杰, 杨娟. 电力市场原理与我国电力市场化之路 [J]. 价格理论与实践, 2016, (3): 24-28.
- [4] 王伟. 我国输配电体制改革中存在的问题及对策 [J]. 理论与实践, 2016, 2544.
- [5] 单葆国, 吴鹏, 栾凤奎. 电力需求侧管理面临的形势分析及建议 [J]. 电力决策与舆情参考, 2017, (40).
- [6] 吴璇. 福建省配售电改革对省内火电发电企业的影响 [J]. 江西建材, 2017(17): 202-204.
- [7] 陶冶. 以制度创新促进可再生能源电力高质量发展 [J]. 电力决策与舆情参考, 2018, (12).
- [8] 傅观君, 郑宽, 王芃. 能源转型背景下电力优化调整思路 [J]. 电力决策与舆情参考, 2018, (39).
- [9] 张莎莎. 储能发展迎来新机遇 [N]. 中国能源报, 2018-07-16(09).
- [10] 陈皓勇. 电力体制改革要跳出“路径依赖” [N]. 中国能源报, 2018-05-28(04).
- [11] 张宁, 代红才, 李苏秀. 我国中长期电力发展的六大趋势 [N]. 中国经济导报, 2018-12-28 (08).
- [12] 郭雯怡. 浅议首批纳入全国碳交易市场的重点行业之电力行业 [EB/OL]. <http://huanbao.bjx.com.cn/news/20160412/724205.shtml>, 2016-04-12.
- [13] <http://news.chinabaogao.com/nengyuan/201812/122SZ5152018.html>



自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: + 86-10-5927 0688
www.nrdc.cn