

年度重磅 | 中国能源大数据报告（2021）——电力篇



《中国能源大数据报告（2021）》重磅推出，这是中电传媒能源情报研究中心连续六年出版中国能源大数据报告。报告以大量图表、数据描述了我国能源发展情况。

目 录

第一章 能源发展概述	5
一、宏观经济形势	5
二、能源生产及供应	9
三、能源消费	15
四、能源投资与扶贫	19
五、能源效率	23
第二章 煤炭行业发展	26
一、煤炭供需	26
二、煤炭市场	29
三、煤炭储运	31
四、煤炭政策	34
第三章 石油行业发展	37
一、原油供需	37
二、成品油供需	39
三、石油储运	43
四、石油政策	44

第四章 天然气行业发展	47
一、天然气供需	47
二、天然气储运	49
三、天然气价格	52
四、天然气政策	54
第五章 电力行业发展	57
一、电力生产	57
二、电力消费	63
三、电力基建	70
四、电力体制改革	76
第六章 非化石能源发展	80
一、总体发展概况	80
二、水电	83
三、风电	85
四、太阳能发电	88
五、核电	91
六、生物质发电	93
七、氢能	94
八、非化石能源发展政策	95

中国能源大数据报告（2021）

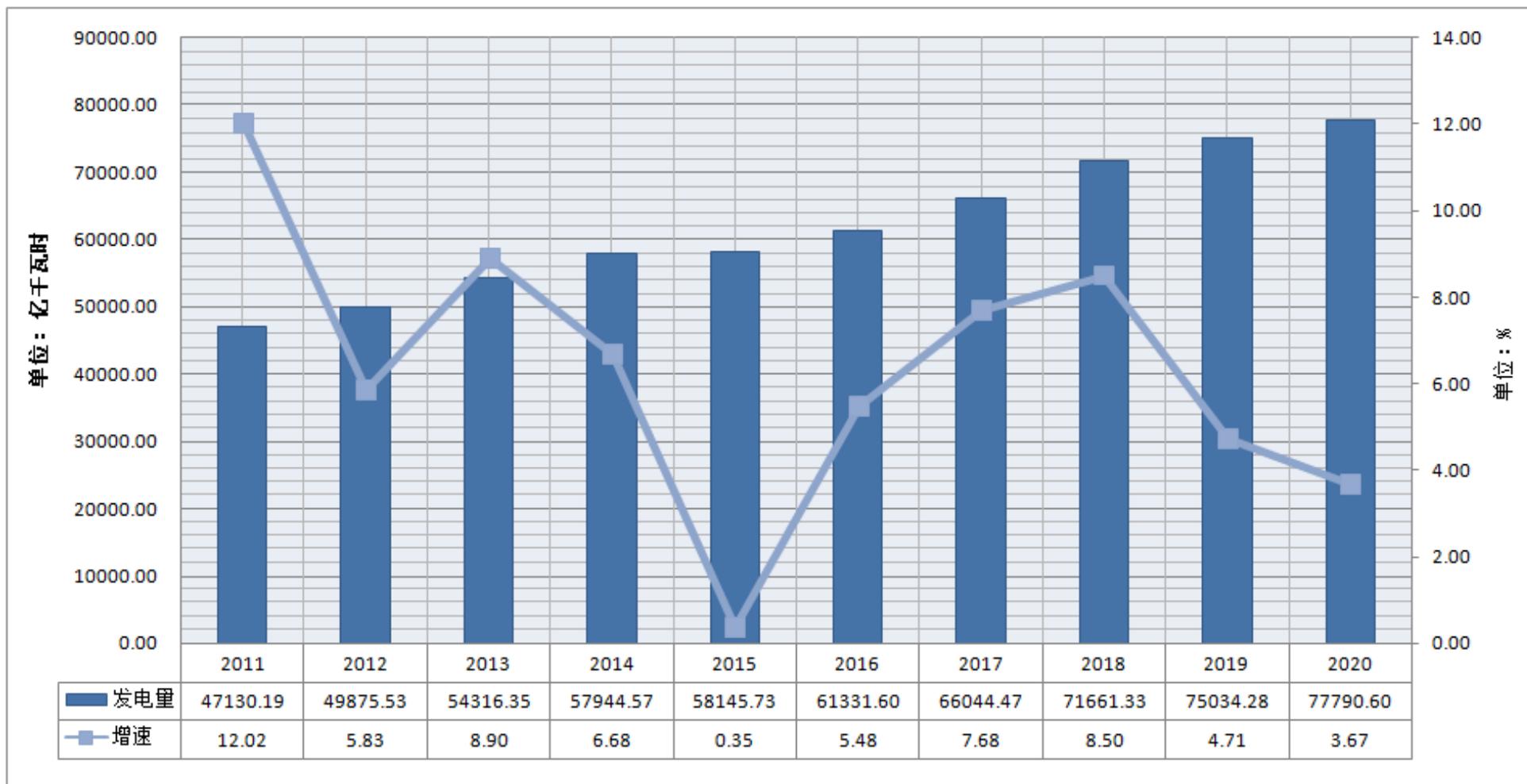
第五章 电力行业发展

本章作者 王雪辰

一、电力生产

1.全国发电量增速放缓

2020年全国电力生产供应能力稳步提升，供需总体平衡，结构进一步优化。根据国家统计局发布的国民经济和社会发展统计公报，2020年，全国发电量77790.6亿千瓦时¹，同比增长3.7%，增速放缓，较上年降低1个百分点。其中，火电发电量²53302.5亿千瓦时，同比增长2.1%；水电发电量13552.1亿千瓦时，同比增长3.9%；核电发电量3662.5亿千瓦时，同比增长5.1%。另据中电联全口径统计，风电、太阳能发电量分别为4665、2611亿千瓦时，分别同比增长15.1%和16.6%。生物质发电量1326亿千瓦时，同比增长19.4%。



(数据来源：国家统计局)

图5-1 2011~2020年全国发电量及增速情况

2020年，可再生能源发电量达到2.2万亿千瓦时，占全社会用电量的比重达到29.5%，较2012年增长9.5个百分点。全国全口径非化石能源发电量2.58万亿千瓦时，同比增长7.9%，占全国全口径发电量的比重为33.9%，同比提高1.2个百分点，非化石能源电力供应能力持续增强。

表 5 - 1

2011~2020年全国发电量结构（单位：亿千瓦时）

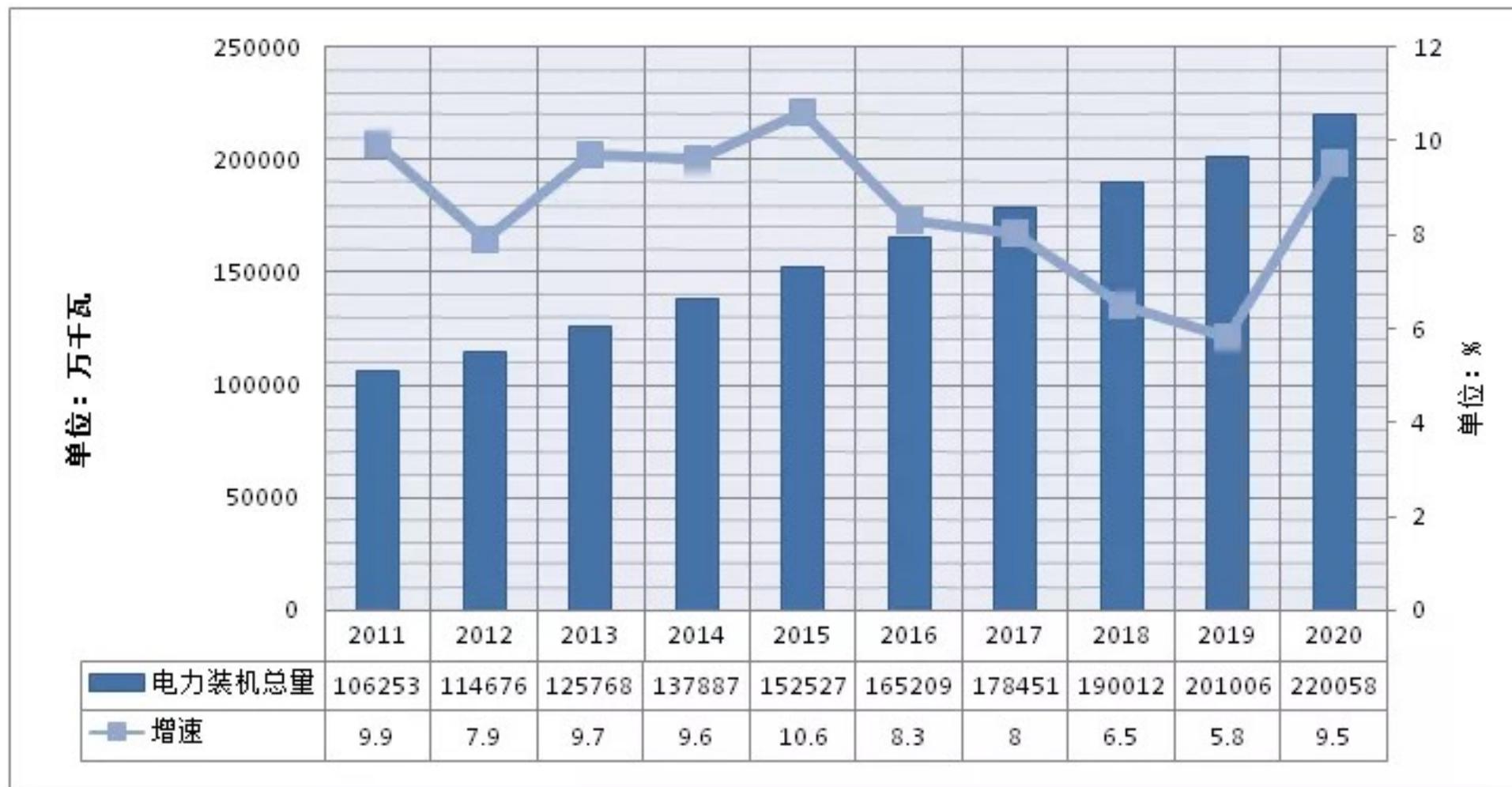
	火电	水电	核电	风电	太阳能发电
2011	38337.0	6989.4	863.5	703.3	6.0
2012	38928.1	8721.1	973.9	959.8	36.0
2013	42470.1	9202.9	1116.1	1412.0	84.0
2014	44001.1	10728.8	1325.4	1599.8	235.0
2015	42841.9	11302.7	1707.9	1857.7	395.0
2016	44370.7	11840.5	2132.9	2370.7	665.0
2017	47546.0	11978.7	2480.7	2972.3	1178.0
2018	50963.2	12317.9	2943.6	3659.7	1769.0
2019	52201.5	13044.4	3483.5	4057.0	2240.0
2020	53302.5	13552.1	3662.5	4665.0	2611.0

(数据来源：国家统计局、国家能源局、中电联)

2.全国电力装机规模达到22亿千瓦，同比增长9.5%

根据中电联发布的数据显示，截至2020年底，全国全口径发电装机容量22亿千瓦，同比增长9.5%，增幅较上年提升3.7个百分点。2020年，全国新增发电装机容量19087万千瓦，同比增加8587万千瓦，增速大幅提升。

近十年来，我国发电装机保持增长趋势。2011~2020年，我国发电装机累计容量从10.62亿千瓦增长到22亿千瓦。2015年后，我国装机增速呈下降趋势，至2020年陡然回升，最主要原因是风电、太阳能发电等新能源新增装机创历史新高。



(数据来源：中电联。下同)

图5-2 2011~2020年全国电力装机及增速情况

从新增发电装机总规模看，连续八年新增装机容量过亿千瓦，2020年更是创历史新高。受电力供需形势变化等因素影响，2018、2019年我国新增装机规模连续下滑。2020年，在新能源装机高增速的带动下，新增装机总体容量大幅提升。

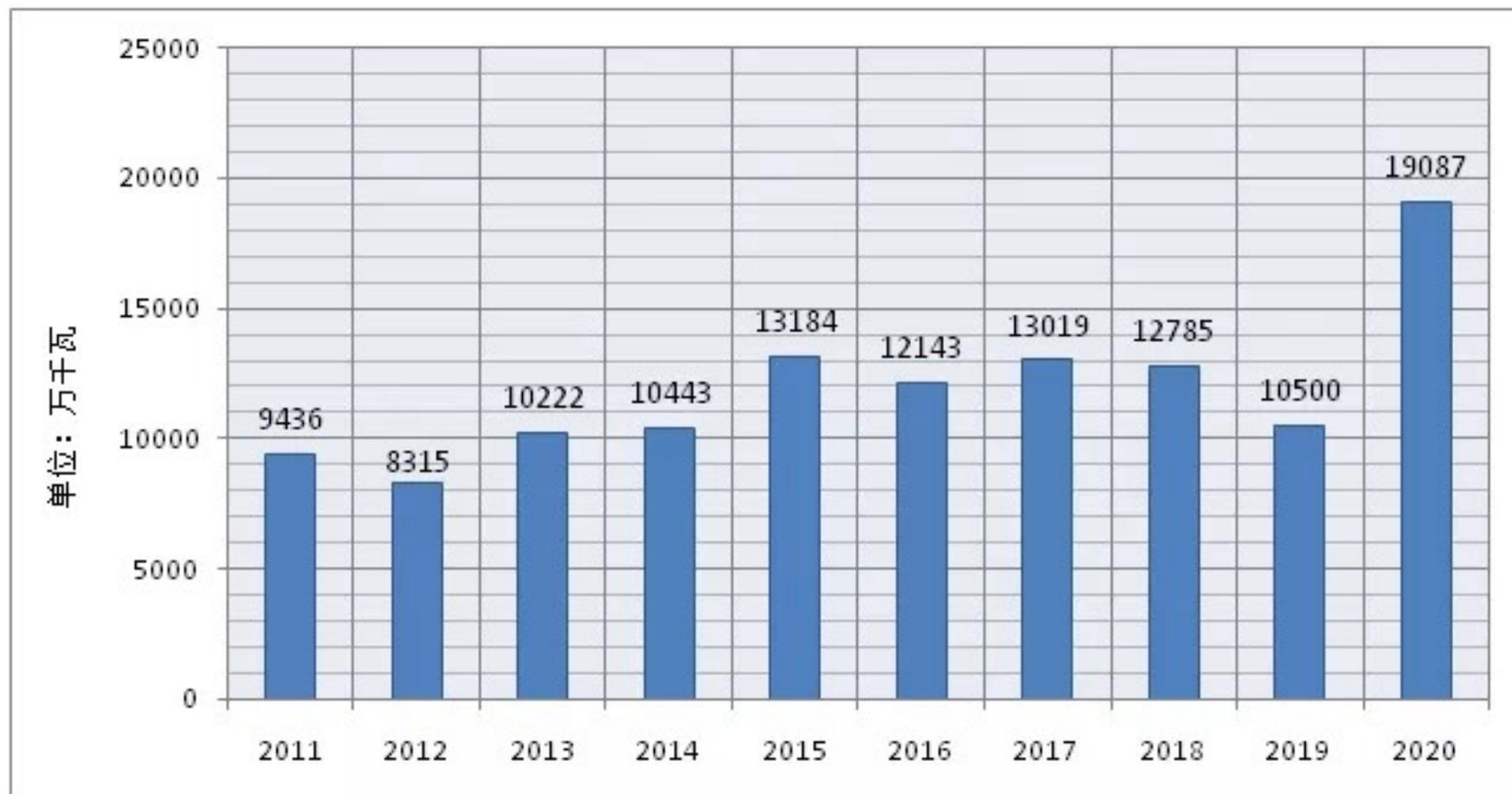


图5-3 2011~2020年全国新增电力装机容量情况

3.发电装机结构持续优化，非化石能源装机创历史新高

截至2020年底，全国全口径火电装机容量12.5亿千瓦、水电3.7亿千瓦、核电4989万千瓦、并网风电2.8亿千瓦、并网太阳能发电装机2.5亿千瓦、生物质发电2952万千瓦。

全国全口径非化石能源发电装机容量合计9.8亿千瓦，占总发电装机容量的比重为44.8%，比上年提高2.8个百分点。煤电装机容量10.8亿千瓦，占比为49.1%，首次降至50%以下。

表 5 - 2

2011~2020年全国电力装机结构（单位：万千瓦）

	火电	水电	核电	风电	太阳能发电
2011	76834	23298	1257	4623	212
2012	81968	24947	1257	6142	341
2013	87009	28044	1466	7652	1589
2014	93232	30486	2008	9657	2486
2015	100554	31954	2717	13075	4318
2016	106094	33207	3364	14747	7631
2017	111009	34411	3582	16400	13042
2018	114408	35259	4466	18427	17433
2019	118957	35804	4874	20915	20418
2020	124517	37016	4989	28153	25343

从装机增速看，2020年，火电装机同比增长4.7%，较上年增速高出0.7个百分点。风电装机同比增长34.6%，较上年增速提升21个百分点。太阳能发电以24.1%的速度增长，较上年增速高出7个百分点。核电增速收缩，降低6.7个百分点。水电装机低速缓增，同比增长3.4%。

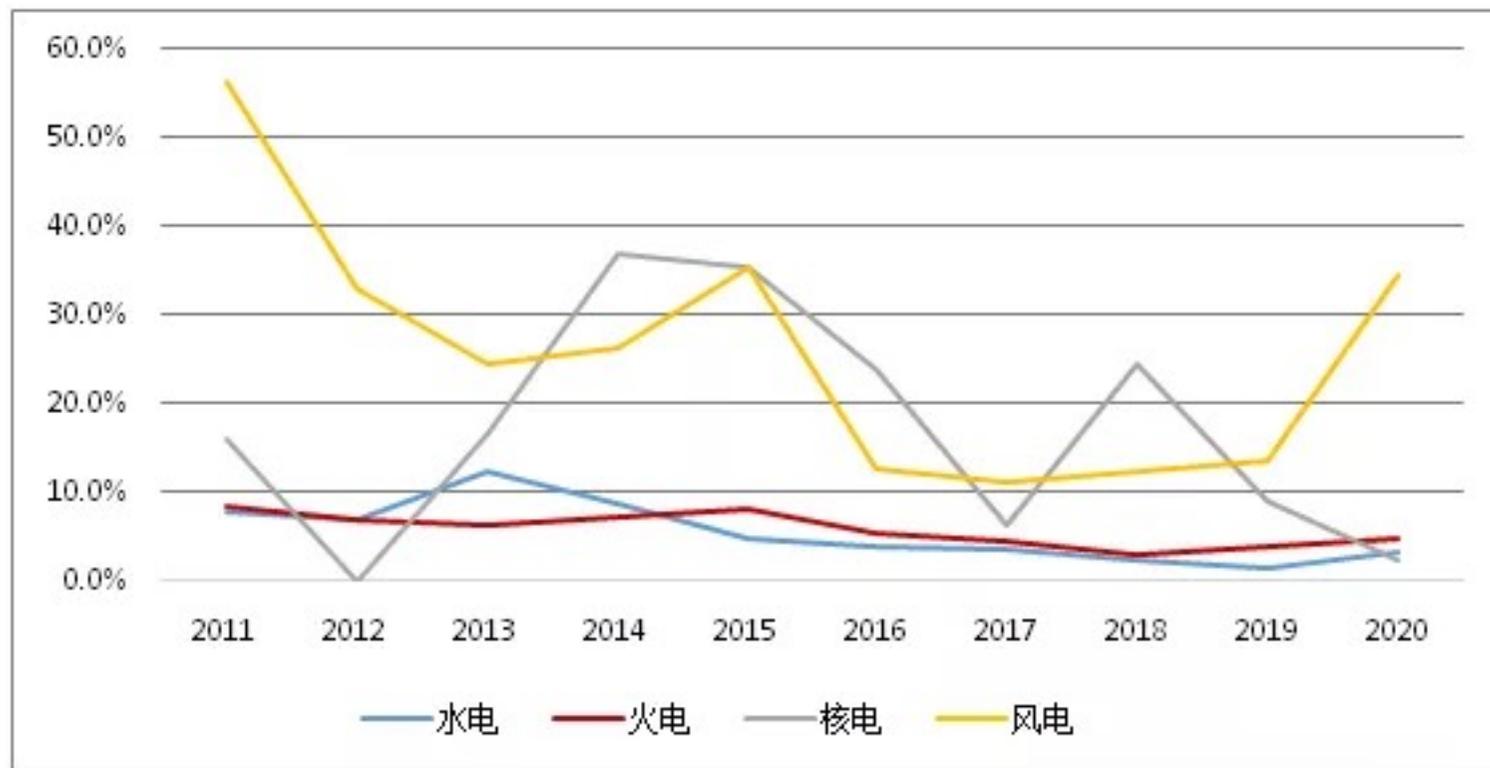


图5-4 2011~2020年全国电力装机增速情况



图5-5 2011~2020年全国电力装机结构

从电源结构看，十年来我国传统化石能源发电装机比重持续下降、新能源装机比重明显上升。2020年火电装机比重较2011年下降了15.7个百分点，风电、太阳能发电装机比重上升了近20个百分点，发电装机结构进一步优化。水电、风电、光伏、在建核电装机规模等多项指标保持世界第一。2021年4月，我国在领导人气候峰会上承诺，“中国将严控煤电项目，‘十四五’时期严控煤炭消费增长、‘十五五’时期逐步减少。”电力行业将加速低碳转型，发挥煤电保底的支撑作用，同时，要继续推进机组灵活性改造，加快煤电向电量和电力调节型电源转换，实现煤电尽早达峰并在总量上尽快下降。

4.新增发电装机规模创历史新高，新能源逐步向主力电源发展

2020年，全国电源新增发电装机容量19087万千瓦，比上年多投产8587万千瓦，同比增速81.8%。从各类电源新增装机规模看，2020年，新增火电装机5637万千瓦，自2015年以来，新增装机容量首次回升，较上年多投产1214万千瓦。新增并网风电和太阳能发电装机容量分别为7167万千瓦和4820万千瓦，分别比上年多投产4595万千瓦和2168万千瓦，新增并网风电装机规模创新高。新增水电和核电装机分别1323、112万千瓦。新增生物质发电装机543万千瓦。

表 5 - 3

2011 ~ 2020 年各类发电新增装机情况 (单位: 万千瓦)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
火电	6241	5236	4175	4791	6678	5048	4453	4380	4423	5637
水电	1283	1676	3096	2180	1375	1179	1287	859	445	1323
核电	175	—	221	547	612	720	218	884	409	112
风电	1528	1296	1487	2101	3139	2024	1720	2127	2572	7167
太阳能发电	196	107	1243	825	1380	3171	5341	4525	2652	4820

2020年, 新增发电装机以新能源为增量主体。并网风电、太阳能发电新增装机合计11987万千瓦, 超过上年新增装机总规模, 占2020年新增发电装机总容量的62.8%, 连续四年成为新增发电装机的主力。2020年包括煤电、气电、生物质发电在内的火电新增装机占全部新增装机的29.53%, 与2015年相比降低21个百分点; 水电新增装机占比为6.93%。

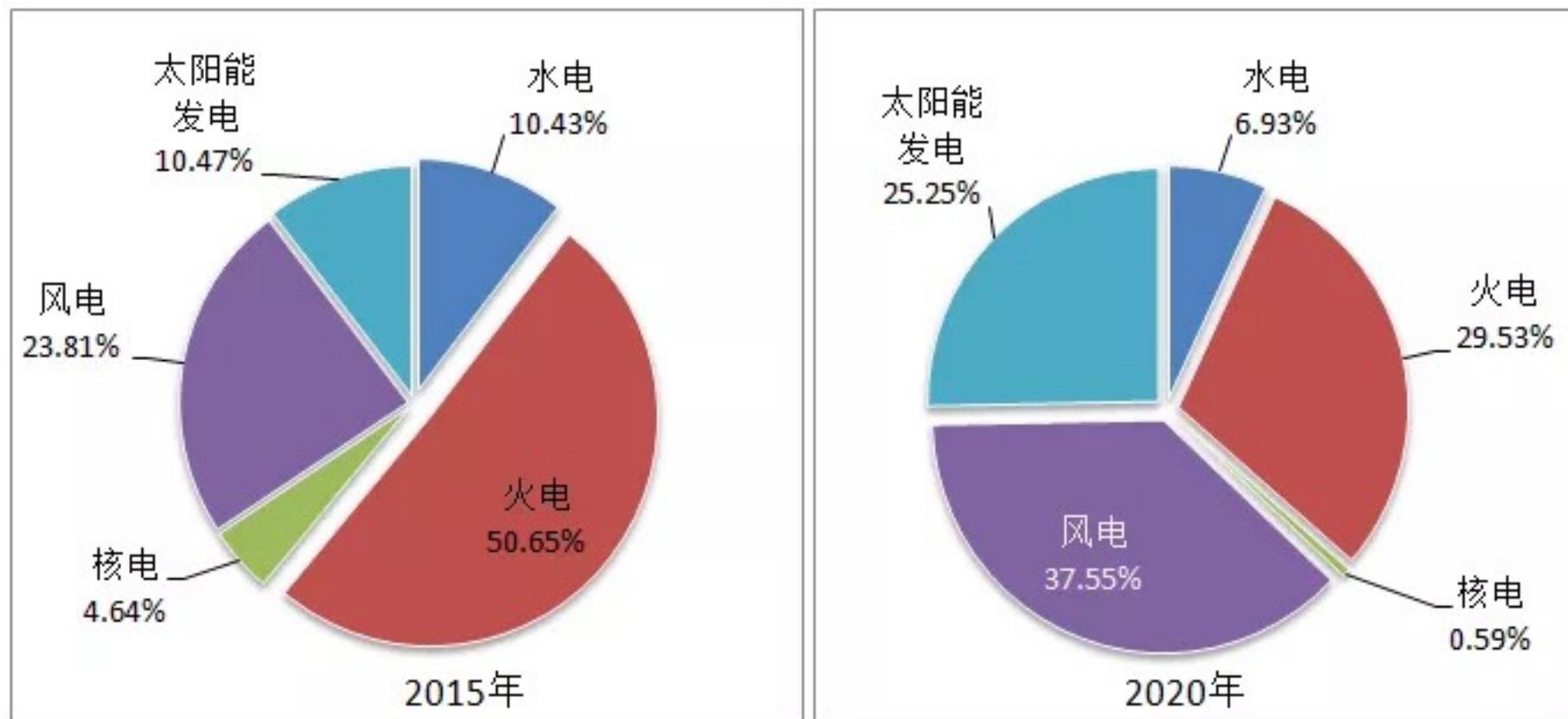


图5-6 2015年与2020年新增电力装机结构对比

到“十四五”末，预计可再生能源发电装机占我国电力总装机的比例将超过50%。可再生能源在全社会用电量增量中的占比将达到三分之二左右，在一次能源消费增量中的占比将超过50%，可再生能源将从原来能源电力消费的增量补充，变为能源电力消费的增量主体。

二、电力消费

1.全社会用电量同比增长3.1%，增速趋缓

2020年，我国全社会用电量平稳增长，增速略缓。根据中电联数据，2020年，全社会用电量75110亿千瓦时，同比增长3.1%。受疫情影响，2020年电力需求和电力供应都出现了诸多变数，呈现出不确定性，尤其是第二、三产业受冲击较大。下半年随着复工复产、复商复市持续推进，用电需求较快回升。“十三五”时期全社会用电量年均增长5.7%，较“十二五”时期回落0.6个百分点。2015年是“十三五”的开局之年，我国宏观经济调速换挡，进入发展新常态，增长方式发生转变，当年全社会用电量5.69万亿千瓦时，增速回落至0.96%，为多年来最低值。2016年后产业结构加快升级，全社会用电量增速回升，2019年全社会用电量增速增长至4.47%。2020年因突如其来的疫情，用电需求再次受到影响，随着经济在第二季度实现恢复性增长，全社会用电量增速回升，全年增速达到3.1%。

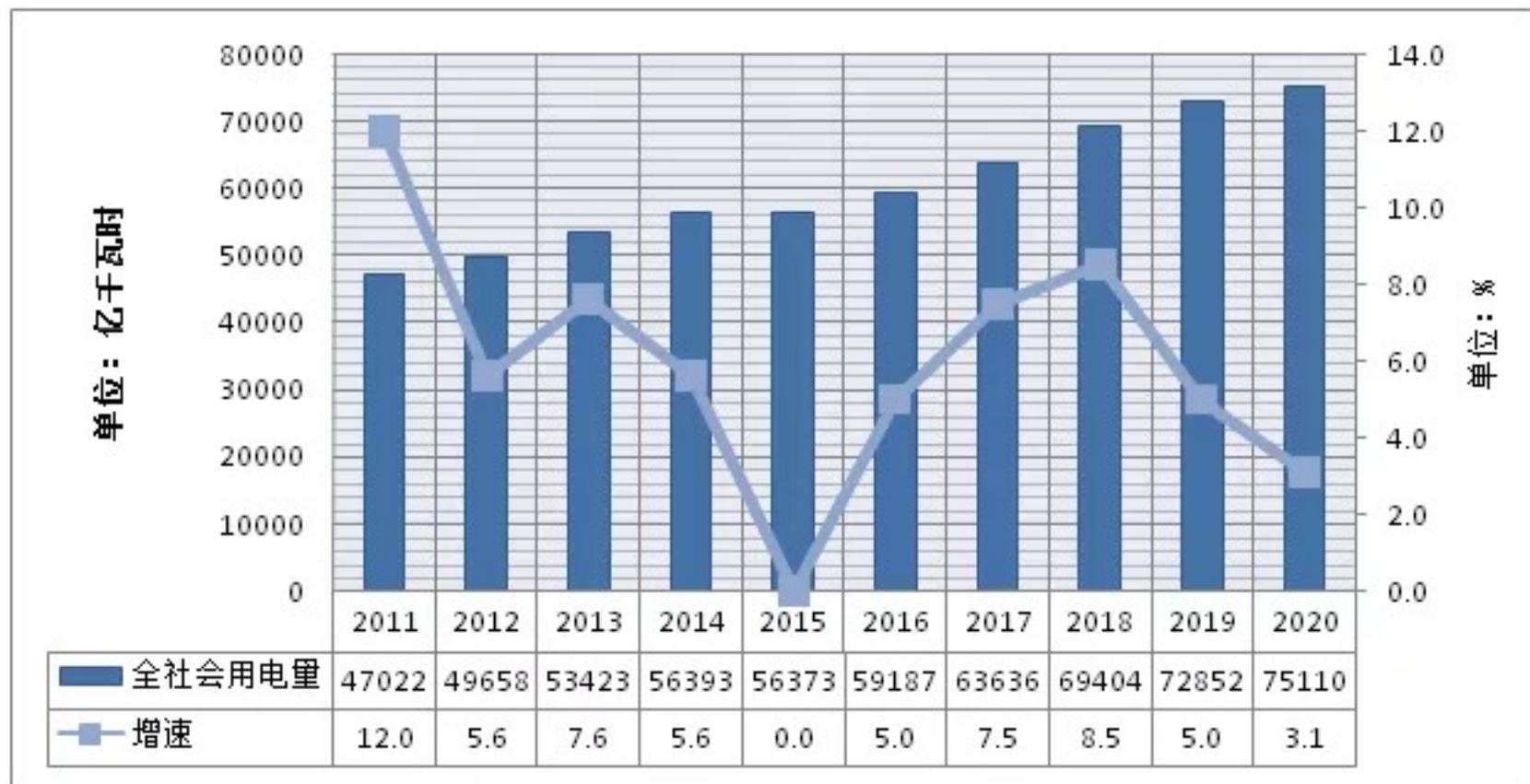


图5-7 2011~2020年全国全社会用电量及增速情况



图5-8 2018~2020年全国全社会用电量季度增速

2020年各季度全社会用电量增速分别为-6.5%、3.9%、5.8%、8.1%。用电量季度变化整体趋势反映出随着疫情得到有效控制以及国家逆周期调控政策逐步落地，复工复产、复商复市持续取得明显成效，国民经济持续稳定恢复。

2021年是“十四五”规划的开局之年、全面建设社会主义现代化国家新征程的开启之年。疫情变化和外部环境存在诸多不确定性，国内外经济环境复杂，我国经济面临转型升级的重要任务，能源发展也将进入

关键期。在2020年低基数情况下，预计2021年全国电力供需总体平衡、局部地区高峰时段电力供应偏紧甚至紧张。2021年全社会用电量增速前高后低，全年增长6%~7%。

2.第一产业和居民用电拉动作用明显，电力消费结构持续优化

2020年，第二、三产业用电增幅较小。分产业看，第一产业用电量859亿千瓦时，同比增长10.2%，是唯一实现两位数增长的产业。第二产业用电量51215亿千瓦时，同比增长2.5%。第三产业用电量12087亿千瓦时，同比增长1.9%。城乡居民生活用电量10950亿千瓦时，同比增长6.9%。

表 5 - 4 2011 ~ 2020 年分产业用电量（单位：亿千瓦时）

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
一产	1014	1004	1027	1014	1020	1076	684	747	779	859
二产	35282	36725	39335	41770	40928	42078	44571	48123	49963	51215
三产	5105	5694	6269	6671	7159	7965	9593	10839	11865	12087
居民	5621	6235	6793	6938	7266	8067	8788	9697	10245	10950

注：2018年3月，国家统计局《关于修订<三次产业划分规定（2012）>的通知》明确将“农、林、牧、渔服务业”调整到第三产业后，再更名为“农、林、牧、渔专业及辅助性活动”，电力行业按照最新的标准开展行业统计工作，为保证数据可比，2017年之后的数据已根据新标准重新分类

二、三产业用电增速分别为2.5%、1.9%，增速较2019年分别下降1.3、7.6个百分点。2020年第二产业各季度用电量增速分别为-8.8%、3.3%、5.8%、7.6%，复工复产拉动各季度增速持续回升。工业用电恢复成为拉动用电量增长的重要力量。2020年三、四季度，高技术及装备制造业用电增速大幅攀升，拉动全社会用电量快速增长。第三产业各季度用电量增速分别为-8.3%、0.5%、5.9%、8.4%，随着复商复市的持续推进，第三产业用电量增速逐季上升。比较突出的是，信息传输/软件和信息技术服务业用电量同比增长23.9%。得益于大数据、云计算、物联网等新技术快速推广应用，促进了线上产业的高速增长。

一产和城乡居民生活用电增速有所回升，分别为10.2%、6.9%，较2019年分别提升6、1.2个百分点。2020年，第一产业各季度用电量增速分别为4.0%、11.9%、11.6%和12.0%，连续三个季度的增速超过10%。第一产业用电量的快速增长主要受益于农网改造升级、乡村用电条件改善、电能替代、脱贫攻坚带动乡村发展等，第一产业用电潜力得到释放。城乡居民生活用电量在第二、四季度快速增长。各季度增速分别为3.5%、10.6%、5.0%、10.0%。

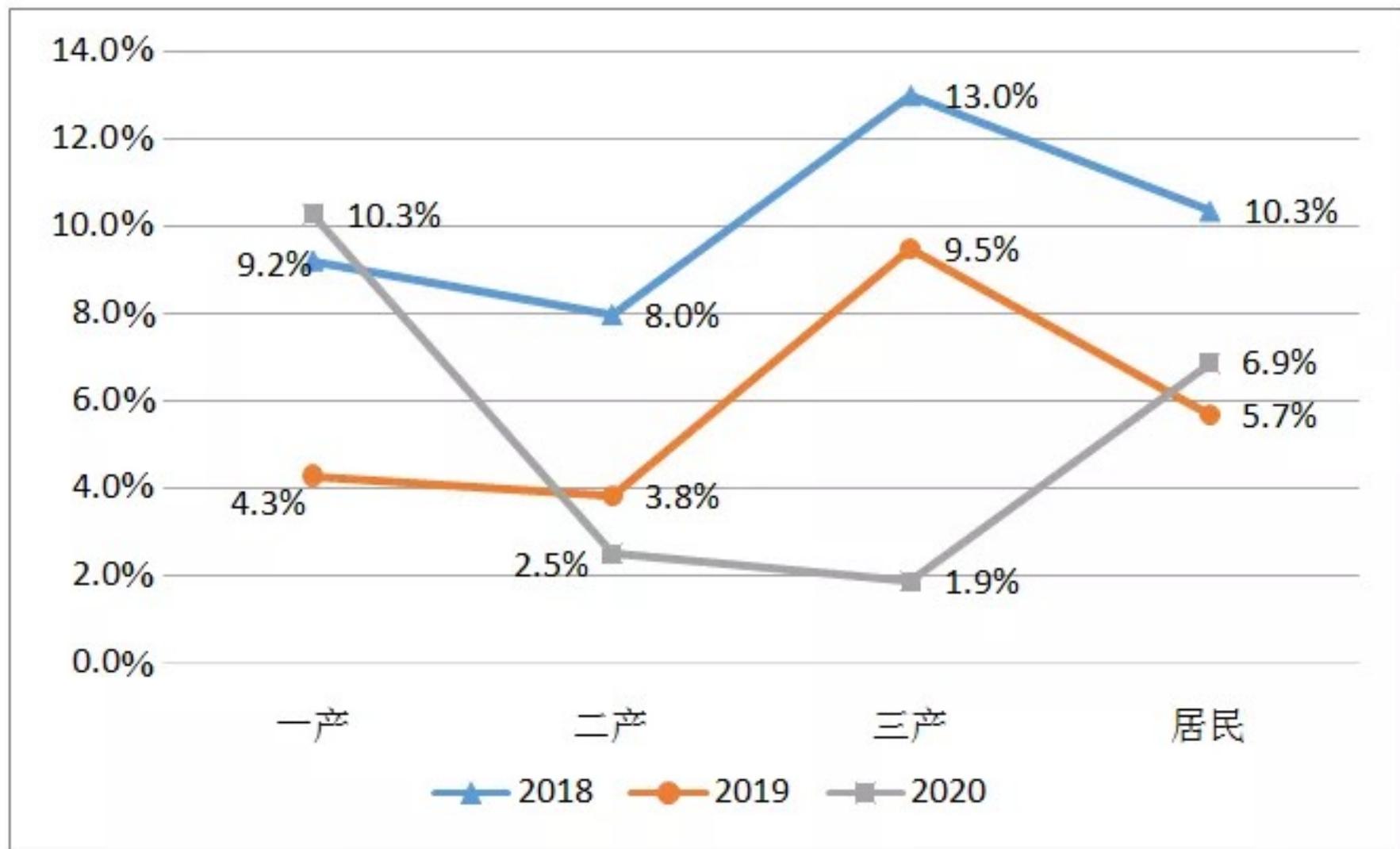


图5-9 2018~2020年分产业用电量增速情况

在全社会用电量保持平稳增长同时，电力消费结构正日趋优化。第二产业用电比重逐步收缩，第三产业、居民用电比重逐步增大。随着新兴服务业进一步快速发展和城乡居民生活水平的提高，用电结构将进一步向三产和居民用电倾斜。

表 5 - 5

2018 ~ 2020 年全社会用电结构

	2018	2019	2020
一产	1.1%	1.1%	1.1%
二产	69.3%	68.6%	68.2%
三产	15.6%	16.3%	16.1%
居民	14.0%	14.1%	14.6%

2020年西部地区用电增速领先，东、中、西部和东北地区全社会用电量增速分别为2.1%、2.4%、5.6%、1.6%。全国共有27个省（区市）用电量为正增长，其中，云南、四川、甘肃、内蒙古、西藏、广西、江西、安徽等8个省（区）增速超过5%。

3.水电、核电设备利用小时同比提升

2020年，全国6000千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用小时为3758小时，同比减少70小时。其中，水电设备平均利用小时为3827小时，同比增加130小时。核电设备利用小时7453小时，同比提高59小时。火电设备平均利用小时为4216小时，同比减少92小时。从全国发电设备平均利用小时来看，近十年总体呈下滑之势，2018年有所回升。2015年开始，全国发电设备平均利用小时数持续降落至4000小时以内。

表5-6 2011~2020年发电设备利用小时数（单位：小时）

2020年水电设备利用小时数为历年来首次突破3800小时。据国家能源局数据，2020年，全国主要流域弃水电量约301亿千瓦时，水能利用率约96.61%，较上年同期提高0.73个百分点，弃水状况进一步缓解。

火电设备利用小时数中煤电4340小时，同比降低89小时。伴随输配电能力的增强，跨区域送电量规模快速增长，支撑了一定火电发电，火电发电量平稳增加，但在总发电量中占比继续下降。受电力供需区域性差异以及可再生能源上网电量挤占影响，火电机组利用效率仍旧偏低。2020年新基建加速发展，部分特高压投产，煤电的定位由主体电源向基础性电源转变，提供更多的调峰调频服务。2020年各地的电力容量市场、电力辅助服务市场的建立和完善，也将为煤电定位的转变提供政策支持。

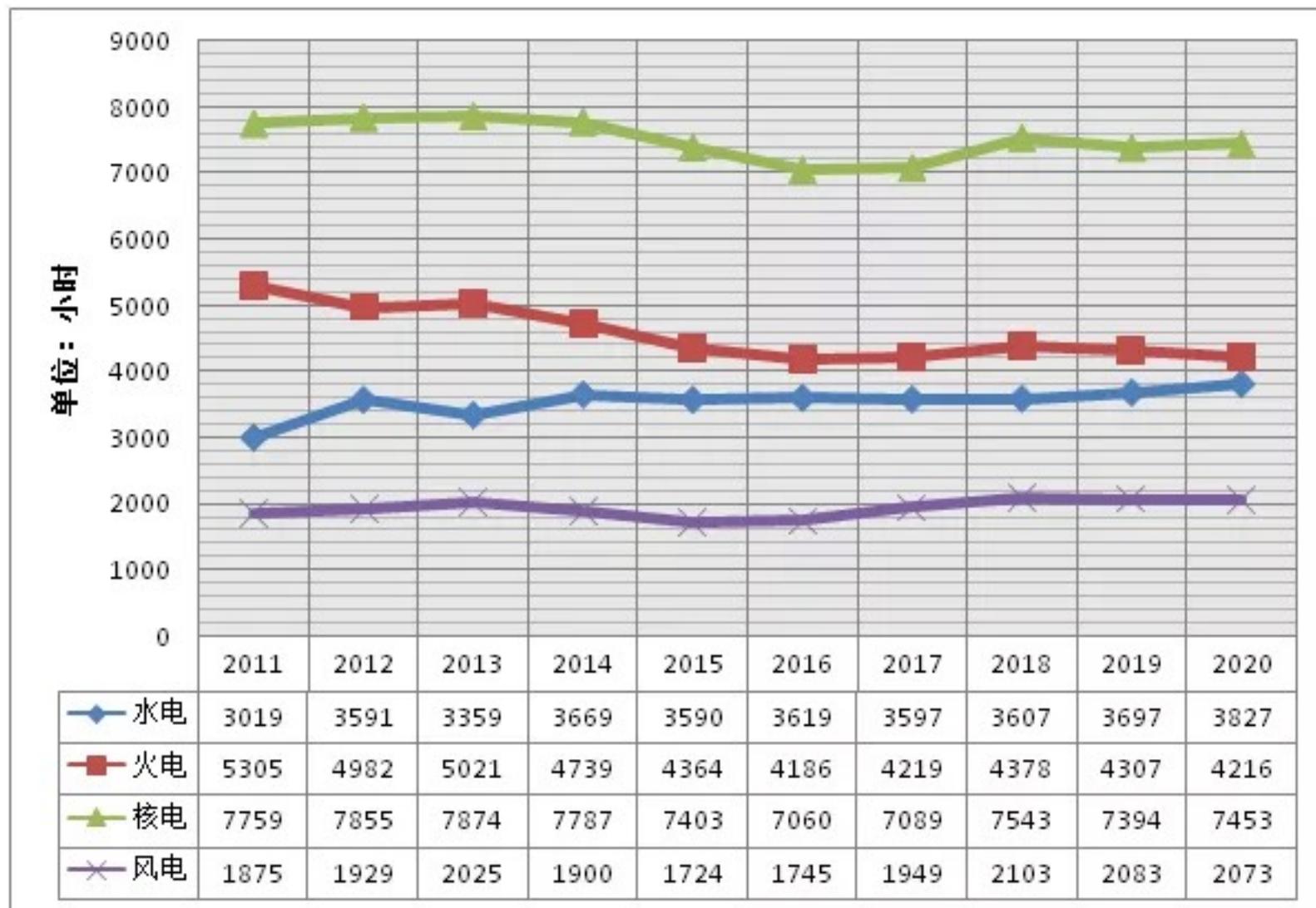


图5-10 2011~2020年不同电源发电设备利用小时变动情况

4.主要能耗指标持续下降，超低排放煤电机组9.5亿千瓦

供电标准煤耗持续下降。据国家能源局发布的数据，2020年全国供电标准煤耗305.5克/千瓦时，同比再降0.9克/千瓦时，十年累计下降了23.5克/千瓦时。我国燃煤机组煤耗已连续四年优于《电力发展“十三五”规划》中“燃煤发电机组经改造平均供电煤耗低于310克标准煤/千瓦时”的规划目标。

全国线损率再创新低。据国家能源局发布的数据，2020年全国线损率5.62%，同比下降0.31个百分点，继续保持在6%以下，已经达到《电力发展“十三五”规划》中“到2020年，电网综合线损率控制在6.5%以内”的目标。通过电网设施改造更新等技术手段，以及更加科学的管理考核等诸多措施，全国线损率十年累计降低0.9个百分点。在全社会用电量超过7.5万亿千瓦时的情况下，这一成绩单相当于每年节约用电676亿千瓦时。

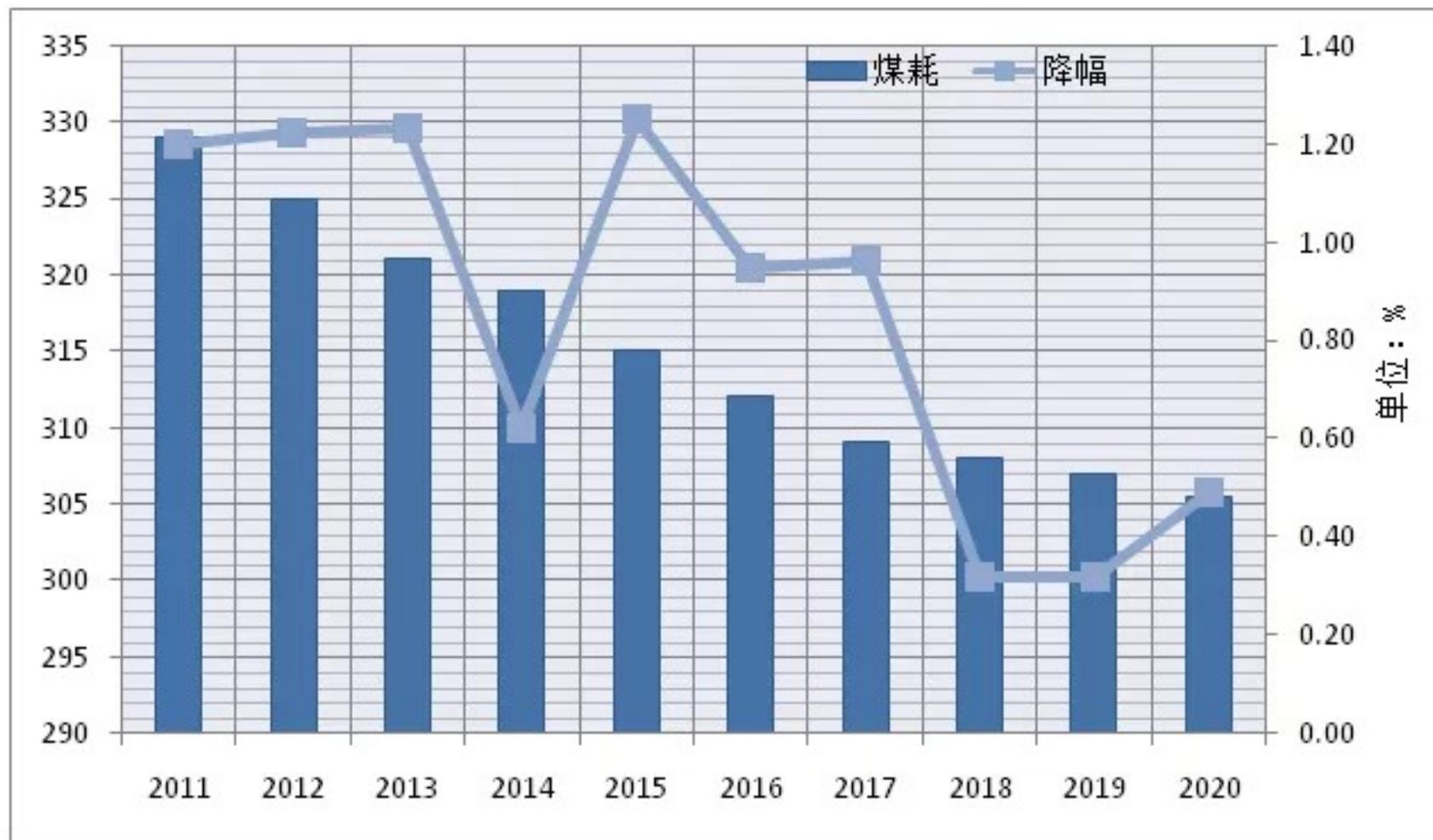


图5-11 2010~2020年供电煤耗情况

图5-12 2011~2020年线损率情况

表 5 - 7

2011~2020年电力行业能耗情况

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
供电煤耗 (克/千瓦时)	329	325	321	319	315	312	309	308	306.4	305.5
线损率 (%)	6.52	6.74	6.68	6.64	6.64	6.47	6.48	6.27	5.93	5.62
厂用电率 (%)	5.39	5.10	5.05	4.83	5.09	4.77	4.8	4.69	4.67	—
其中：火电 (%)	6.23	6.08	6.01	5.84	6.04	6.01	6.04	5.95	6.01	—

电力行业污染物排放持续下降。燃煤电厂超低排放改造持续推进，全国超低排放煤电机组累计达9.5亿千瓦。据中电联统计，2019年，烟尘排放总量同比下降14.29%，二氧化硫排放总量下降10.1%，氮氧化物排放总量下降3.13%。近十年来，污染物排放下降明显。

电能替代再创新高。2020年，国家电网实现电能替代电量超过2000亿千瓦时，终端电气化水平达到27%。南方电网实现电能替代电量314亿千瓦时，其中广东207亿千瓦时。“十三五”期间全国电能替代规模超过8000亿千瓦时，占新增用电规模的44%。

三、电力基建

1. 电力总投资同比增长9.6%，为近十年最高水平

据国家能源局数据显示，2020年全国电源基本建设投资完成5244亿元，电网基本建设投资完成4699亿元，两项合计投资达到9943亿元，同比增长9.6%。这是在2016~2018年投资接连收缩后的第二年增长。

表5-10 2011~2020年全国电力投资情况（单位：亿元）

从近十年数据来看，电力投资总体呈增长态势，“十二五”期间年均投资约为7800亿元，“十三五”期间年均投资约为8800亿元。2020年是近十年电力投资的最高水平，2012年电力投资7393亿元为近十年最低。

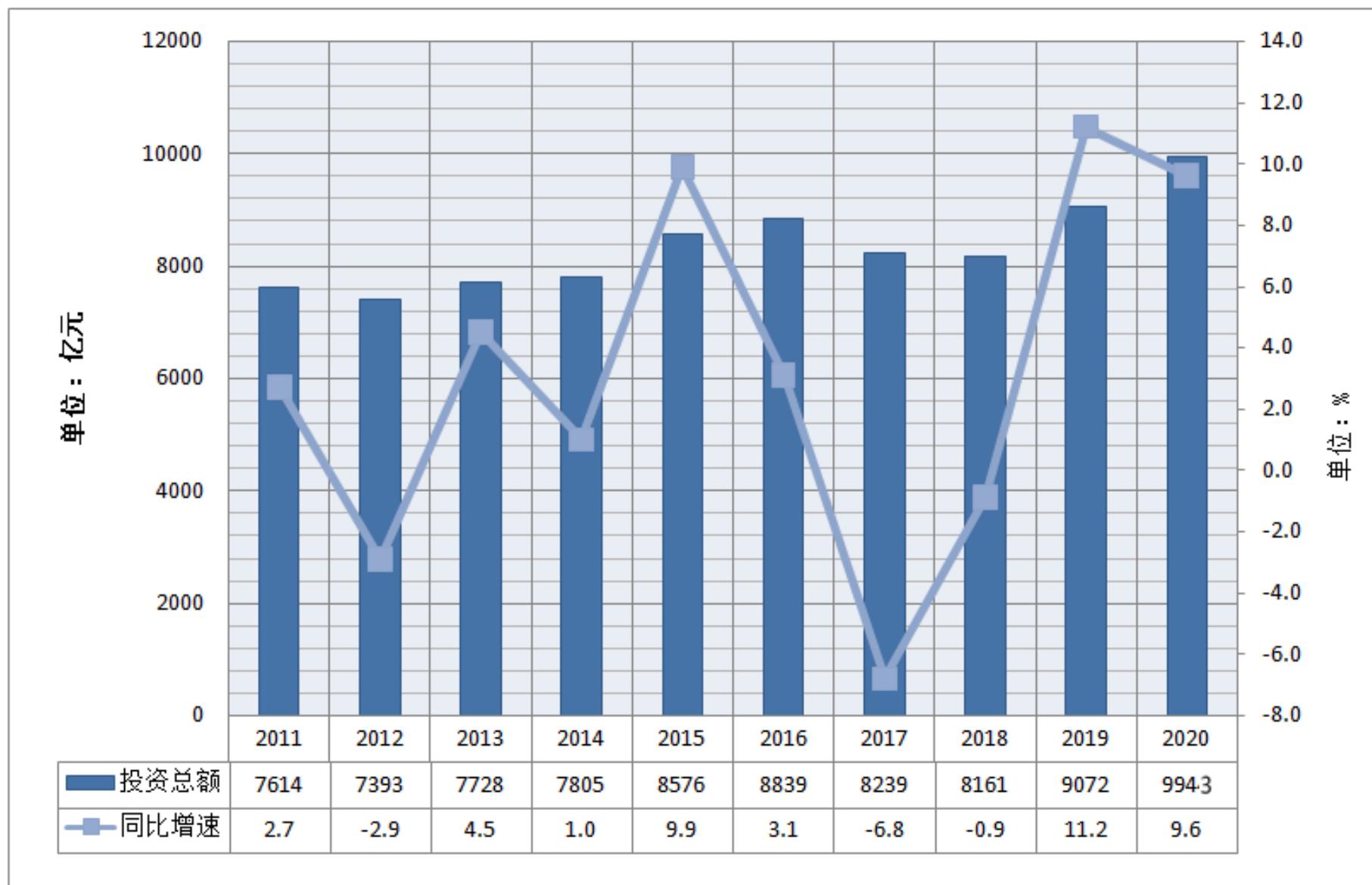


图5-13 2011~2020年全国电力投资总量及增速情况

2.电力投资结构再次调整，网源投资差距继续缩小

2020年全国电源基本建设投资占电力投资比重的53%，较上一年增加8个百分点；电网基本建设投资占电力投资的比重为47%，较上一年降低8个百分点。



图5-14 2019年与2020年电网电源投资比重对比

近十年来，电力投资结构出现较大变化。“十二五”前三年电源投资虽略高于电网投资，但二者占比相当；自2014年起，电网投资持续增长，2018年电网投资接近电源投资近2倍，达到历史峰值；2019年二者的差距缩小，为952亿元，2020年二者的差距继续缩到500余亿元。

图5-15 2011~2020年电网电源投资变化情况

据部分发电集团的“十四五”新能源装机规划数据，未来全国风能、太阳能、生物质能等非化石能源的投资和开发力度会提速，带动上下游及电网投资增长。新基建的重点领域，新能源汽车充电桩投资力度会继续加大，也将带动电网投资以及车网协同发展。

3. 新能源投资大幅上扬，火电投资连续五年下滑

2020年全国电源基本建设投资完成5244亿元，同比增长29.2%，可再生能源投资大幅上涨。其中，水电投资1077亿元，同比增长19.0%；风电投资2618亿元，同比增长70.6%，投资受到2020年风电光伏平价上网项目的拉动；火电投资553亿元，同比下降27.3%，降幅进一步扩大，这与能源转型、严控新增煤电投资政策及煤电投资回报下降关系较大；核电投资378亿元，同比降低22.6%，成为近十年的最低水平，与2008年投资额同在400亿元内。

近十年来，电源投资结构也出现明显变化，其中，火电投资有五年占比排名第一，水电有二年占比第一，风电有二年占比第一。

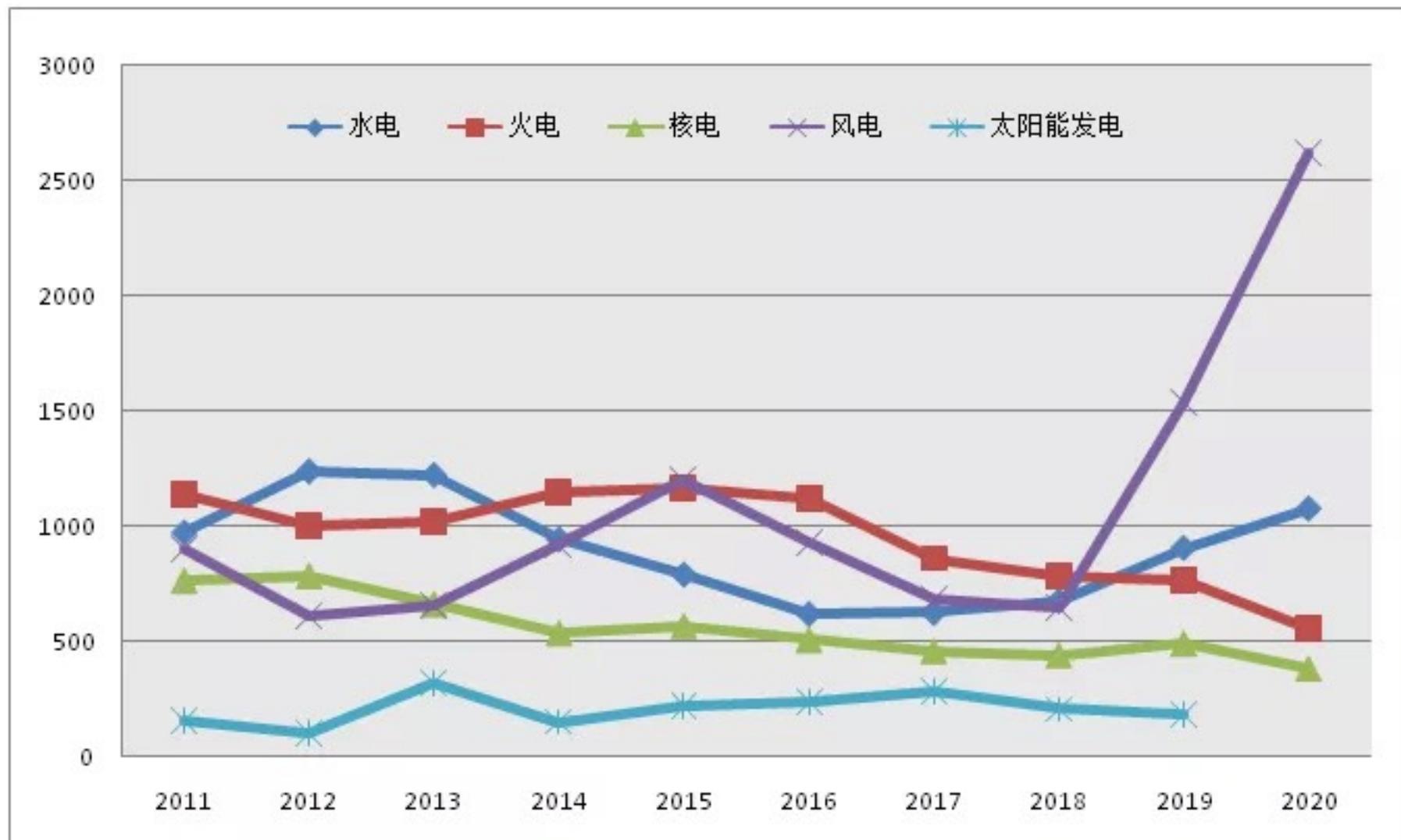


图5-16 2011~2020年不同电源投资情况

4.电网投资同比降低6.2%，为“十三五”期间最低水平

2020年全国电网基本建设投资完成4699亿元，投资持续减少，同比降低6.2%，较2019年降低313亿元，成为“十三五”期间最低投资额，与“十二五”末电网投资额相当。回看近十年，电网投资呈现倒V形，“十二五”期间整体呈上升趋势，“十三五”期间整体呈下降趋势。

2020年全国新增220千伏及以上变电设备容量22288万千伏安，比上年少投产1526万千伏安，同比减少6.4%；全国新增220千伏及以上输电线路回路长度3.5万千米，与上年投产量相当，同比减少2.5%；新增直流换流容量5200万千瓦，比上年多投产3000万千瓦，同比上升136.4%。

截至2020年底，全国220千伏及以上变电设备容量达到452810万千伏安，同比增长为4.9%；全国220千伏及以上输电线路回路长度达到79.4万千米，同比增长4.6%。我国共成功投运“十四交十六直”30个特高压工程，跨省跨区输电能力达1.4亿千瓦。

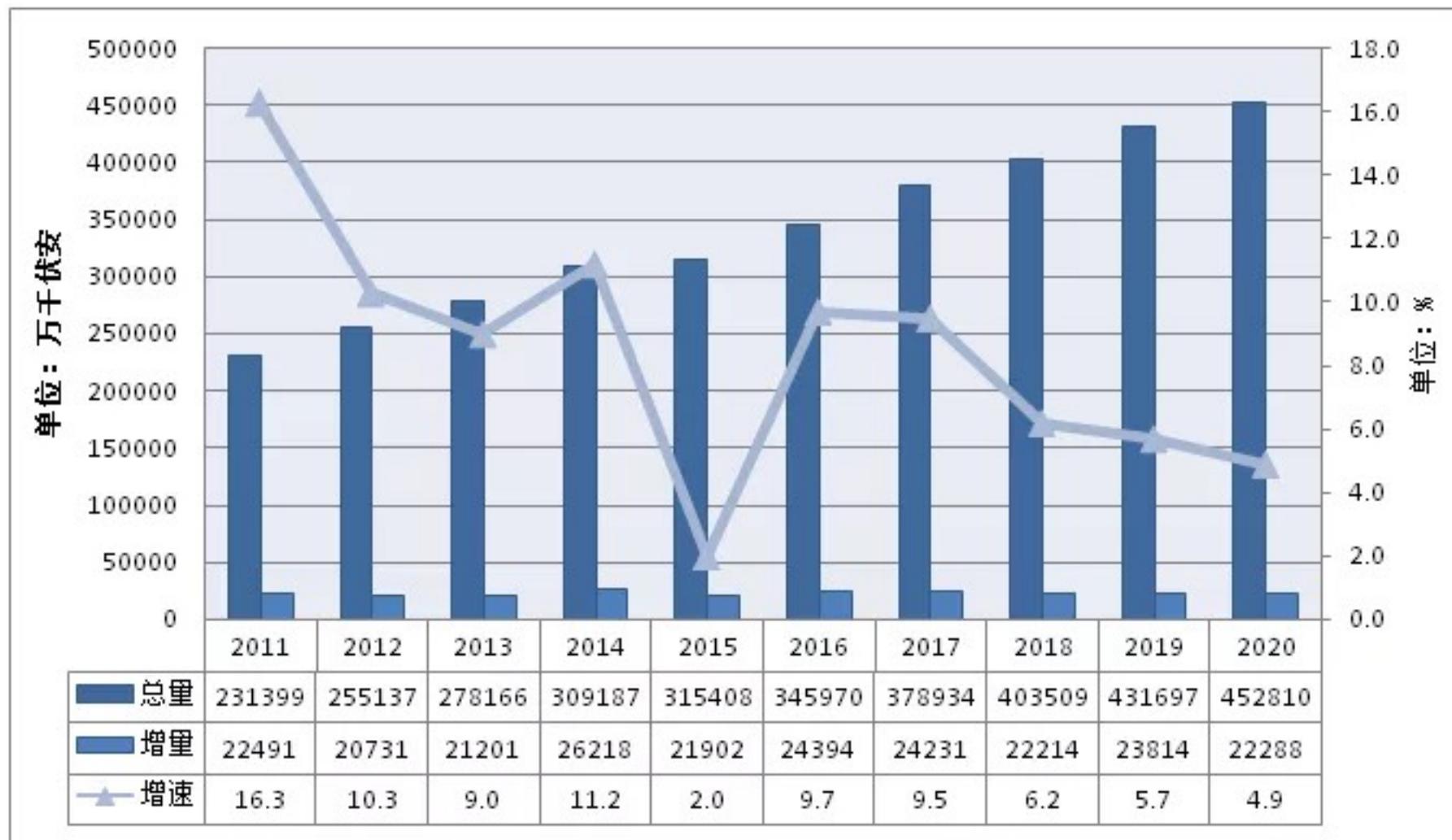


图5-17 2011~2020年220千伏及以上变电设备容量情况

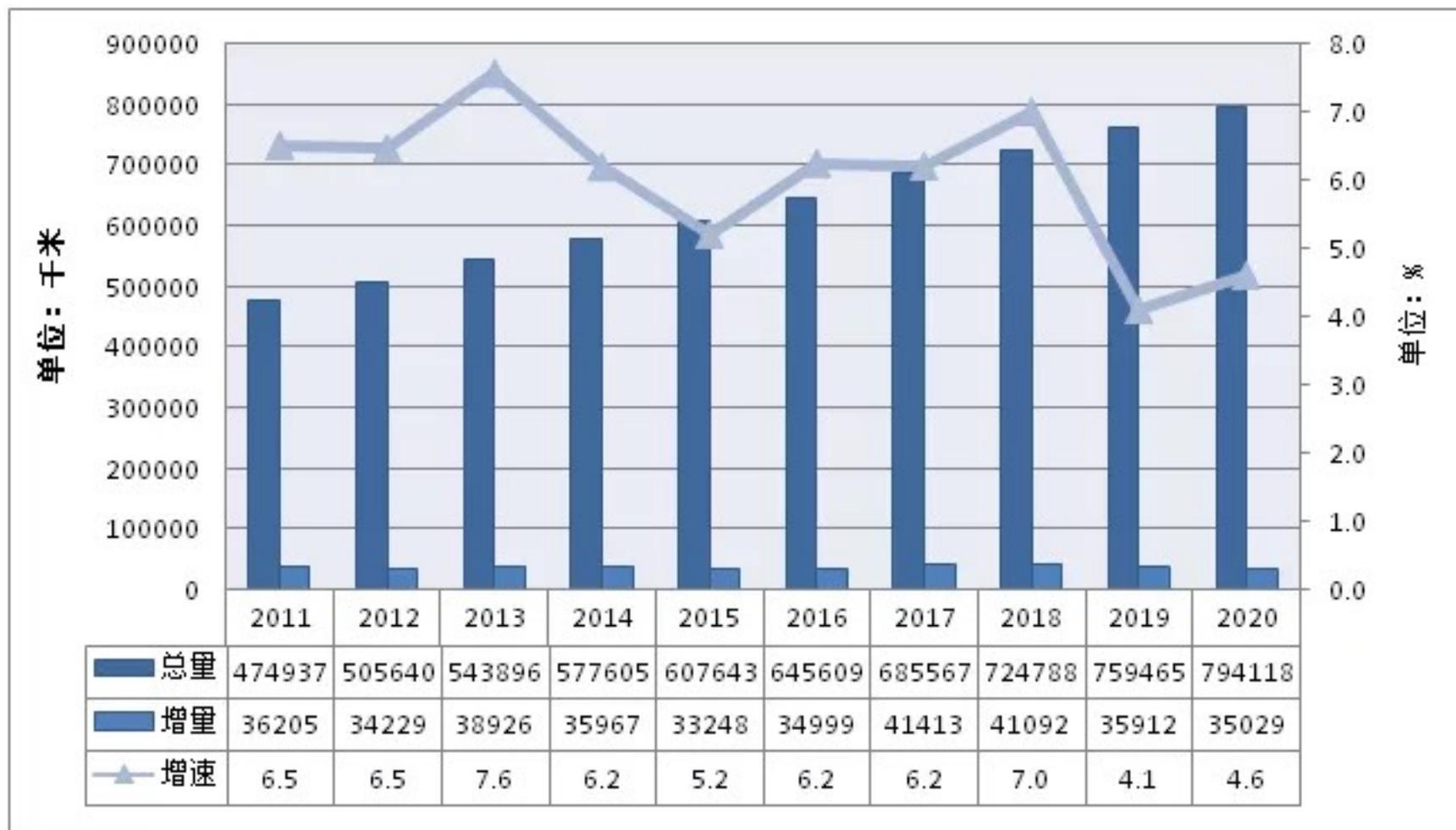


图5-18 2011~2020年220千伏及以上输电线路回路长度情况

近年来电网投运规模增速保持在较低水平，220千伏及以上变电设备容量、输电线路回路长度增速均在5%以内。新增规模波动幅度不大，基本保持近几年平均水平，变电设备增量持续超过2亿千伏安，输电线路回路长度增长超过3.5万千米。

特高压建设方面，2020年，山东-河北环网、张北-雄安、蒙西-晋中、驻马店-南阳（配套）、乌东德-广东、广西（简称“昆柳龙直流工程”）、青海-河南等特高压线路建成投运。至2020年，我国共建成投运30条特高压线路。其中，国网共26条特高压，分为14条交流特高压和12条直流特高压；南网有4条直流特高压。此外，云贵互联通道工程、阿里与藏中电网联网工程等重点项目也已建成投产。

2020年全国供电服务质量稳步提升。上半年全国平均供电可靠率99.8869%，同比上升0.0323个百分点；用户平均停电时间4.94小时/户，同比减少1.38小时/户，其中故障平均停电时间2.45小时/户，预安排平均停电时间2.49小时/户。上半年城市地区平均供电可靠率99.9554%，用户平均停电时间1.95小时/户；农村地区平均供电可靠率99.8614%，用户平均停电时间6.05小时/户。

2020年，“获得电力”服务水平持续提升，用电营商环境持续优化。在全球190个经济体中，我国营商环境排名连续大幅跃升，2019年排至第31位，其中“获得电力”排名由2018年的98位跃升至第12位，被世界银行评价为“已接近或位于全球最佳实践的前沿”。

四、电力体制改革

我国已初步形成在空间范围上覆盖区域、省级，在时间周期上覆盖年度、月度、月内的中长期交易及日前、日内实时电力现货交易，在交易标的上覆盖电能量、辅助服务、可再生能源消纳权重等交易品种的市场体系结构。2020年，我国电力市场参与主体不断增多，电力市场化交易规模及占比持续扩大，交易机构股份制改造取得积极进展，市场开放度显著提升，市场活力进一步释放。

1.输配电价监管体系基本完善

2020年1月，国家发展改革委印发《区域电网输电价格定价办法》和《省级电网输配电价定价办法》。据此定价办法，在完善定价制度、严格成本监审的基础上，9月核定了第二监管周期5个区域电网输电价格，制定出台了省级电网第二监管周期输配电价，印发了《关于核定2020~2022年区域电网输电价格的通知》《关于核定2020~2022年省级电网输配电价的通知》，考虑到2020年应对疫情降电价（电费）的影响，新的输配电价从2021年起执行。这标志着我国输配电价监管体系基本完善。与第一监管周期相比，第二监管周期输配电价核定在诸多方面取得了重要突破，表现为“一个全面、三个首次”，即全面完善了定价规则，规范了定价程序，实现了严格按机制定价；首次实现了对所有省级电网和区域电网输配电价核定的一次性全覆盖，首次核定了分电压等级理论输配电价，首次将“网对网”外送输电价格纳入省级电网核价。

2.电力交易机构股份制改造提速

2020年2月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》，明确电力交易机构单一股东持股比例不得超过50%。截至2020年7月，国家电网公司经营区内北京电力交易中心和27家省级电力交易机构全部完成股份制改造，28家电力交易机构共引入非电网企业股东超过240家，四成电力交易机构引入民营企业参股，国家电网公司对28家电力交易机构的持股比例全部降至

80%以下。其中，北京电力交易中心增资协议签约，引入10家投资主体，国家电网公司股权被稀释至70%。

2020年9月，广州电力交易中心有限责任公司增资项目在北京产权交易所正式披露。本次增资完成后，南方电网公司持股比例约为39%，南方五省区政府出资企业持股比例约39%，新进不超过7家投资者合计持股不超过22%。广州电力交易中心有望成为全国首家实现电网企业持股比例低于50%的电力交易机构。

3.电力中长期交易规则更加完善

2020年6月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《电力中长期交易基本规则》，对2016年发布的《电力中长期交易基本规则（暂行）》进行了修订，重点从市场准入退出、交易组织、价格机制、安全校核、市场监管和风险控制等方面进行补充、完善和深化，新增“配售电企业、储能企业”等市场成员，新增月内（多日）交易周期，提出“滚动撮合交易”这一交易方式和“允许探索容量市场和容量补偿机制的设计”，用户侧购电价格增加了辅助服务费用，丰富了交易周期、交易品种和交易方式，优化了交易组织形式，提高了交易的灵活性和流动性。

4.电力现货市场开展长周期结算试运行

继2019年全国首批8个电力现货市场建设试点全部启动结算试运行之后，2020年，试点连续结算试运行的周期进一步拉长，同时相关配套规则进一步完善。2020年3月底，国家发展改革委办公厅、国家能源

局综合司联合印发《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》。4月30日，甘肃电力现货市场结算试运行在稳定有序运行43天后退出，率先完成长周期结算试运行。6~7月，福建实现全月连续结算试运行。8月，山西、南方（以广东起步）电力现货市场开展了首次全月结算试运行，标志着试点走向实际现货市场运行更近一步。其中，南方（以广东起步）试点是全国唯一实现发用两侧同时参与的市场，与其他7个试点有显著区别。11月，山东实现全月结算试运行，并试行容量补偿电价，取得了初步效果。

5.电力辅助服务市场实现全国全覆盖

2020年，全国范围基本建立电力辅助服务市场机制，完成《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》主要目标。一是覆盖范围进一步扩大，实现全国全覆盖。区域省间辅助服务市场方面，国网经营区内除西南区域外，其他五个区域相继出台了区域省间辅助服务市场运营规则，其中，华中电力调峰辅助服务市场4月首次开展调电结算试运行。南方区域统一调频辅助服务市场系统于11月17日正式投入运行，是全国首个上线运行的区域调频市场系统，该调频市场预计年底启动试运行。省内辅助服务市场方面，国网经营区内除上海、四川、西藏三省市外，其余省份均出台了辅助服务市场运营规则。4月，福建调频辅助服务市场在试运行一年后转入正式运行。5月，湖南省电力辅助服务市场启动模拟运行。6月，《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》印发。11月，《江西省电力辅助服务市场运营规则（试行）》印发；国家能源局华北监管局修订《河北南网电力调峰辅助服务市场运营规则》。二是市场参与主体日趋多元。河北、浙江、安徽等13个省级和1个区域级市场明确了需求侧响应资源和储能的市场主体地位。三是主要为调峰辅助服务，部分省市开展了调频辅助服务和备用辅助服务。五个区域全

部开展了省间调峰辅助服务市场，湖南省开发了适应湖南电网的深度调峰交易、启停调峰交易、旋转备用交易和紧急短时调峰交易四个交易品种。

6.增量配电改革稳步前行

自增量配电改革启动以来，国家发展改革委、国家能源局分五批次明确了459个试点，其中，国网范围内试点483个，陆续发布二十余份文件，从项目业主确定、配电区域划分、增量配电网投资建设与运营、部分试点退出等多方面予以指导和规范，并展开项目督查，但总体看，增量配电业务虽稳步前行，取得初步成效，但总体效果不及预期。网对网的身份与电价、调度、存量资产处置、难以接入电源等问题制约项目试点落地。据《2020年增量配电发展研究白皮书》统计，在前四批404个试点中，取消24个试点、202个试点确定招标方式、250个试点确定业主、118个试点公布股比、150个试点确定供电范围、138个试点取得电力业务许可证（供电类）。

- 1.国家统计局发电量数据统计口径为全部工业企业，与中电联采用全口径统计存在数据差异。
- 2.火电包括燃煤发电量，燃油发电量，燃气发电量，余热、余压、余气发电量，垃圾焚烧发电量，生物质发电量。

审核：齐正平

校对：赵君陶

编辑：李丹丹