

投资评级：推荐（维持）

报告日期：2020年01月02日

分析师

分析师：濮阳 S1070519050001

☎ 021-31829703

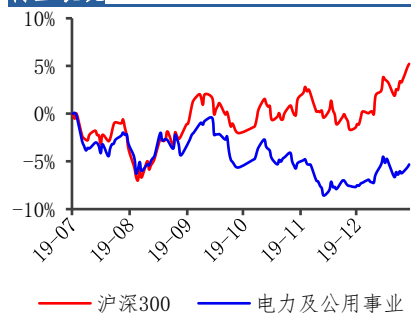
✉ pyang@cgws.com

联系人（研究助理）：范杨春晓

s1070119040033

☎ 010-88366060

✉ fycx@cgws.com

行业表现


数据来源：贝格数据

相关报告

<<等闲识得东风面，万紫千红总是春>>

2019-12-26

<<水火齐飞，虎啸龙吟>> 2019-06-30

雄关漫道真如铁，而今迈步从头越

——电力行业 2020 年度策略报告

核心观点

板块回顾：2019 年电力行业跑输大盘。2019 年上证综指、万得全 A、沪深 300、申万电力指数分别上涨 22.3%、33.0%、36.1%、10.0%。2019 年，电力行业细分领域中，火电、新能源发电、水电、热电分别上涨-1.8%、-1.7%、21.0%、29.0%。水电防御性最强。热电板块涨幅最高，主要由于权重较大的联美控股涨幅较高。

发用电量预测：预计 2020 年用电量、发电量增速 5.6%、4.8%。

■ 不考虑电能替代的影响，预计 2020 年全社会用电量同比增长 6.3%。1) 预计 2020 年二产用电量增速达到 4.4%。比起工业增加值，PMI 与第二产业用电量增速的相关性更高。这可能是因为 2015 年之后工业增加值波动较小，不能用于跟踪第二产业用电量的变化情况。从历史数据来看，PMI 生产经营活动预期领先 PMI 3~6 个月。2019 年 11 月 PMI 生产经营活动预期小幅回升到 54.9，假设 2020 年 PMI 平均值达到 50.0。用全社会用电量：第二产业：累计同比与 PMI:12 月移动平均进行回归分析，PMI 每变动 1，二产用电量增速变动 4.5，R Square 达到 0.83。根据 2019 年前 11 月数据，预计全年 PMI 平均值达到 49.7，二产用电量增速达到 3.0%；假设 2020 年全年 PMI 平均值达到 50，则预计二产用电量增速达到 4.4%。2) 预计 2020 年三产用电量增速达到 10.9%。从历史数据来看，三产用电量增速和二产用电量增速相关性较好，2015~2019 年，三产用电量增速平均高于二产 6.9%。三产与二产用电量增速存在相关性的原因可能是三产中批发零售、交运、房地产、金融业等领域与二产用电量情况趋势相近。假设 2020 年三产用电量增速高于二产 6.5 个百分点，则预计 2020 年三产用电量增速达到 10.9%。3) 预计 2020 年居民用电量增速反弹到 10%。以广州市为例，居民用电量基数效应较强，用电量与夏季气温存在一定关系。2015~2019 年，居民用电量增速呈大小年变动，基数效应明显。2019 年前 11 月居民用电量增速 5.7%，2019 年增速下滑较快，可能由于：除广州 2019 年夏季气温略高于去年外，北京、上海均低于去年，整体呈凉夏态势。考虑到 2019 年基数较低，预计 2020 年居民用电量增速反弹到 10%。4) 不考虑电能替代的影响，预计 2020 年全社会用电量同比增长 6.3%。其中，预计一产、二产、三产、居民用电量分别同比增长 5.0%、4.4%、10.9%、10.0%。

■ 假设 2020 年电能替代量略有下降，预计全社会用电量增速 5.6%。1) 电能替代简介：自 2013 年 8 月提出“电能替代”战略，经过试点推广到 2015 年全面实施，已经取得显著成效。电能替代主要通过以电代煤、以电代油，最终达到有效治理大气污染的目标。四个电能替代重点领域包括：北方居

民采暖领域、生产制造领域、交通运输领域、电力供应与消费领域。2019年前三季度，中国电能替代的替代量合计达到1600亿千瓦时，同比增长超过30%；2018年，国网完成全国电能替代量的86%。**2) 综合考虑国网、电力十三五规划中电能替代的目标，预计2020年国网电能替代量达到1350亿千瓦时。**2017年，国网制订发布“十三五”电能替代规划，明确5800亿千瓦时替代电量目标，实现电能替代总体布局。而《电力发展“十三五”规划》提出的电能替代目标是4500亿千瓦时。按照这个目标，“十三五”末电能占终端能源消费比重27%，电能替代的意义非常大。**3) 考虑电能替代量的变化后，预计2020年全社会用电量增速达到5.6%。**如果2020年国网电能替代量达到1350亿千瓦时，则同比拉动全社会用电量增速1.9%，较2019年的2.6%下降0.7个百分点。因此，考虑电能替代量的变化后，预计2020年全社会用电量增速达到5.6%。

- **预计2020年发电量同比增长4.8%，其中火电、水电发电量分别同比增长2.5%、3.2%。**1) 水电发电量与装机容量和来水情况有关，**预计2020年水电增速3.2%**。100万千瓦以上的大型水电机组乌东德、苏哇龙、杨房沟、羊曲、白鹤滩、叶巴滩、两河口等均在2021、2022年投产，2020年没有大型水电机组投产。从来水情况来判断，2~3年丰水枯水周期，2019年前11月偏丰，预计2020年水电增速从2019年的5.1%下降到3.2%。**2) 根据装机容量增速，预计2020年其他发电量同比增长22%。**其他发电是指水电、火电之外的发电；本节中的装机容量是指6000千瓦及以上电厂装机容量。由于风电抢装行情，预计2020年其他装机容量同比增长22%；假设其他发电量增速等于装机容量增速。**3) 预计2020年发电量同比增长4.8%，其中火电、水电发电量分别同比增长2.5%、3.2%。**由于统计口径差异，发电量、用电量增速走势一致但不完全相等。预计2020年用电量增速回升1.2个百分点至5.6%，2020年发电量增速增长1.3个百分点至4.8%。
- **中长期预测：未来30年，发电量年复合增速1.8%，其中煤电发电量2025年见顶。**根据中石油经济技术研究院发布的《2050世界与中国能源展望报告》，中国煤电发电量将见顶，其发电量将被其他清洁能源发电量挤占。而天然气、核电和其他可再生能源（风电、光伏、生物质等）发展迅猛，到2050年这三项能源的发电量分别为2020年发电量的2倍、4倍和13倍。分部门需求看，工业部门用电量在2020年见顶，未来用电量增量主要在建筑部门和其他部门。

火电：煤价对冲上网电价下行压力。

- **电价：市场电推进加速，平均上网电价承受压力。**2019年12月12日召开的中央经济会议中，明确提出了降低企业用电、用气、物流等成本，表明了中央要求2020年降低电价的态度。**1) 7省份发布煤电上网电价改革方案，明确煤电上网电价浮动机制。**2019年10月21日，发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，并要求各省份直辖市在11月15日上报各省份的燃煤上网电价改革方案。截止12月31日，已有重庆、广西、天津、上海、河南、河北、山东7个地区发布了改革方案。其中重庆、上海、河南、河北、山东改革方案与发改委指导方案一致。**2) 各省2020年市场电情况规划：**广东省2020年年度电力市场化交易规

模同比增长 78%，交易价差扩大 2.01 厘/度。江苏省 2020 年度电力市场化交易规模同比增长 3.4%，交易价差扩大 3.62 厘/度。安徽省 2020 年度电力市场化交易规模同比增长 28.5%，交易价差扩大 0.46 厘/度。山西规划 2020 年全省电力直接交易规模从 800 上升到 1300 亿千瓦时。四川 2020 年电力市场化交易电量从 2018 年的 712 上升到 1000 亿千瓦时。福建 2020 年电力交易规模从 700 上升到 800 亿千瓦时。江西规划 2020 年市场电规模不低于 500 亿千瓦时，占省内火电发电量 50%。

3) 目前已公布方案的 6 省 2020 年市场电规模同比增长 24.4%。广东、江苏、安徽、山西、四川、福建规划 2020 年市场电规模分别同比增长 30.0%、7.6%、28.2%、62.5%、40.4%、14.3%，这 6 省合计 2018 年用电量占全社会用电量的 31%。

4) 测算广东、江苏、安徽 2020 年火电不含税平均上网电价同比下降 3.5%、1.9%、1.1%。平均上网电价下降的原因包括：市场电占比上升、市场电上网电价下降。广东 2020 年市场电占比从 56% 上升到 73%；江苏 2020 年市场电占比从 67% 上升到 72%；安徽 2020 年市场电占比从 30% 上升到 36%。2020 年起，市场电价中包括超低排放电价，市场电上网电价下降。广东、江苏、安徽 2020 年火电含税市场电上网电价同比下降 2.9%、2.6%、2.1%。根据 2019 年 10 月发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，执行“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电电量，基准价中包含脱硫、脱硝、除尘电价。仍由电网企业保障供应的电量，在执行基准价的基础上，继续执行现行超低排放电价政策。燃煤发电上网电价完全放开由市场形成的，上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。即 2020 年起，市场电价中包括超低排放电价。

- **煤价：2020 年，煤炭产量增速有所下滑，而火电发电量增速上升，预计全年现货煤价中枢在 550 元/吨附近。**
 - 1) 2018 年年底全国 30 万吨/年以下小煤矿产能 1.7 亿吨，是后续煤炭去产能的重要方向。**2019 年 8 月 28 日，国家发改委网站发布了关于印发《30 万吨/年以下煤矿分类处置工作方案》的通知。《通知》指出，通过三年时间，力争到 2021 年底全国 30 万吨/年以下煤矿数量减少至 800 处以内，华北、西北地区（不含南疆）30 万吨/年以下煤矿基本退出，其他地区 30 万吨/年以下煤矿数量原则上比 2018 年底减少 50% 以上。截止 2019 年 9 月，30 万吨/年以下（不含 30 万吨/年，下同）煤矿数量仍有约 2100 处，淘汰落后产能、破除无效低效供给的任务依然较重。从行业发展趋势看，煤炭去产能由总量去产能转向结构性去产能、系统性优产能，需要继续淘汰落后产能，有序释放先进产能，进一步推动煤炭行业转型升级。从小煤矿自身情况看，30 万吨/年以下煤矿普遍生产效率低、技术装备水平低、安全保障程度低。从煤炭供需形势看，晋陕蒙宁新等重点产煤省（区）优质先进产能逐步释放，北煤南运通道建设加快，为煤炭调入地区调整产业结构、加快退出 30 万吨/年以下煤矿创造了有利条件。
 - 2) 煤炭行业固定资产投资从 2013 到 2017 年处于下降周期，预示 2020 年煤矿投产进度下降。**2011~2019 年，煤炭行业固定资产投资增速分别为 26%、8%、-2%、-10%、-14%、-24%、-12%、6%、27%。考虑到煤矿产能建设周期在 3~5 年，目前在建的矿井正是 3~5 年前煤矿投资增速下行周期时建设的，预计后续煤矿投产进度下降。
 - 3) 2020 年，煤炭产量增速有所下滑，而火电发电量增速上升，预计全年现货煤价中枢在 550 元/吨附近。**2019 年前 11 月，原煤产量同比增长 4.5% 至 34.1 亿吨，

进口煤同比增长 9.3%至 3.0 亿吨。2020 年 30 万吨/年以下小煤矿去产能继续推进，前期煤炭行业投资下降致产能释放变慢。预计 2020 年火电发电量增速从 1.9%上升到 2.5%。

- **模拟测算：假设 2020 年煤电平均含税上网电价同比下降 1.9%，煤炭现货价达到 550 元/吨，则度电利润总额同比增长 5%。** 1) 由于存在长协煤机制，电煤价格指数波动幅度约为秦皇岛港动力煤波动幅度的 55%。以 2018/2~2019/11 的数据测算，电煤价格指数下降幅度约为秦皇岛港动力煤下降幅度的 57.4%；以 2018/5~2019/11 的数据测算，电煤价格指数下降幅度约为秦皇岛港动力煤下降幅度的 54.6%。2) 假设 2020 年煤电市场电规模同比增长 20%，平均含税上网电价同比下降 1.9%，秦皇岛港 5500 大卡煤炭现货价 550 元/吨(同比下降 6.3%)，则度电利润总额同比增长 5%至 0.0247 元/度。由于煤炭现货价的波动只有 55%能传导到电煤价格指数，以及燃料成本占营业成本的 64%；根据测算，含税上网电价每下降 1.0%，需要煤炭现货价下降 3.2%来抵消。年均秦皇岛港 5500 大卡现货价(元/吨)、含税平均上网电价增速同比增长对 2020 年煤电度电利润总额增速影响的模拟测算见下表。

水电：根据厄尔尼诺情况，预计 2020 年上半年来水偏平。

- 从历史数据来看，厄尔尼诺衰减年水电来水较好。厄尔尼诺发生的第二年通常厄尔尼诺现象会有所衰减。从历史数据来看，2005、2007、2010、2012、2016、2017 年 NINO3.4 海水温度距平指数出现下降，厄尔尼诺现象衰减。伴随厄尔尼诺衰减的过程中，水电利用小时均出现上升态势。
- 根据厄尔尼诺情况，预计 2020 年上半年来水偏平。美国气象预测中心预计 2019-20 冬季 70%概率下，北半球处于厄尔尼诺中性趋势，65%概率下延续到 2020 年春季。2019 年上半年，水电利用小时同比增长 11%，来水明显偏丰；在 2020 年上半年厄尔尼诺中性的假设下，预计 2020 年上半年来水偏平。
- 目前龙头水电股股息率水平在 3~4%附近。从龙头股(长江电力、桂冠电力、国投电力、华能水电、川投能源)的股息率情况来看，目前股息率在 3~4%附近，而历史上最高股息率水平达到 5~6%。

投资建议：1) 火电：煤价对冲上网电价下行压力。 市场电推进加速，平均上网电价承受压力。目前已公布方案的 6 省 2020 年市场电规模同比增长 24.4%。测算广东、江苏、安徽 2020 年火电不含税平均上网电价同比下降 3.5%、1.9%、1.1%。2020 年，煤炭产量增速有所下滑，而火电发电量增速上升，预计全年现货煤价中枢在 550 元/吨附近。建议关注全国性火电龙头华电国际、国电电力等；区域性优质火电标的京能电力、建投能源、皖能电力、长源电力等。2) 水电：根据厄尔尼诺情况，预计 2020 年上半年来水偏平。目前龙头水电股股息率水平在 3~4%附近，仍有价值属性。建议关注长江电力、国投电力、川投能源、桂冠电力等。

风险提示： 上网电价下降或超预期，煤价水平或超预期，来水或低于预期等

目录

1. 板块回顾：2019 年电力行业跑输大盘	7
2. 发用电量预测：预计 2020 年用电量、发电量增速 5.6%、4.8%	10
不考虑电能替代的影响，预计 2020 年全社会用电量同比增长 6.3%	10
假设 2020 年电能替代量略有下降，预计全社会用电量增速 5.6%	14
预计 2020 年发电量同比增长 4.8%，其中火电、水电发电量分别同比增长 2.5%、3.2%	16
中长期预测：预计煤电 2025 年见顶	18
3. 火电：煤价对冲上网电价下行压力	19
电价：市场电推进加速，平均上网电价承受压力	19
煤价：2020 年，煤炭产量增速有所下滑，而火电发电量增速上升，预计全年现货煤价中枢在 550 元/吨附近	24
模拟测算：假设 2020 年煤电平均含税上网电价同比下降 1.9%，煤炭现货价达到 550 元/吨，则度电利润总额同比增长 5%	25
4. 水电：根据厄尔尼诺情况，预计 2020 年上半年来水偏平	27
5. 投资建议	29

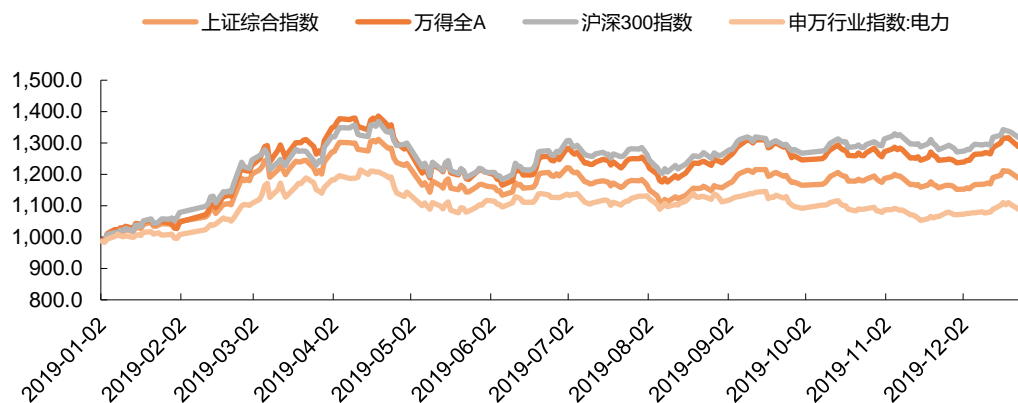
图表目录

图 1:	2019 年电力行业指数走势	7
图 2:	2019 年电力细分领域指数走势	7
图 3:	年度 PMI 指数和二产用电量增速	10
图 4:	月度 PMI 指数和二产用电量增速	10
图 5:	历年 PMI 指数和 PMI 生产经营活动预期	11
图 6:	服务业 PMI 指数和服务业 PMI 业务活动预期指数	11
图 7:	各产业用电量增速情况	12
图 8:	广州夏季平均气温和广州居民用电量增速	12
图 9:	全国居民用电量增速	13
图 10:	近两年北上广夏季平均气温 (摄氏度)	13
图 11:	历年新增就业人口	14
图 12:	国网电能替代量	15
图 13:	历年水电装机容量	16
图 14:	历年水电利用小时	16
图 15:	其它发电量同比增速及其它装机容量增速	16
图 16:	全社会用电量增速与发电量增速	17
图 17:	煤炭行业固定资产投资	25
图 18:	秦皇岛港动力煤 (Q5500) 平仓价	25
图 19:	秦皇岛动力煤 (Q5500) 平仓价与全国电煤价格指数	26
图 20:	NINO3.4 海水温度距平指数与水电利用小时同比增长	28
图 21:	月度水电利用小时情况	28
图 22:	龙头水电股股息率	29
表 1:	电力行业营收增速	7
表 2:	电力行业归母净利润增速	8
表 3:	电力行业扣非归母净利润增速	8
表 4:	电力板块机构持仓情况	9
表 5:	全社会用电量预测 (不考虑电能替代的影响, 亿千瓦时)	14
表 6:	发电量预测 (亿千瓦时)	17
表 7:	中国电力消费展望	18
表 8:	中国一次能源消费展望	18
表 9:	各地区煤电价格机制改革方案汇总	19
表 10:	各地 2020 年市场电规模增速	22
表 11:	广东、江苏、安徽 2020 年火电平均上网电价降幅测算	23
表 12:	2018 年年底煤矿产能情况	24
表 13:	2020 年煤电度电利润总额测算	26
表 14:	2020 年煤电度电利润总额增速测算模拟运算表	27

1. 板块回顾：2019 年电力行业跑输大盘

2019 年申万电力指数上涨 10.0%，跑输大盘。2019 年上证综指、万得全 A、沪深 300、申万电力指数分别上涨 22.3%、33.0%、36.1%、10.0%。

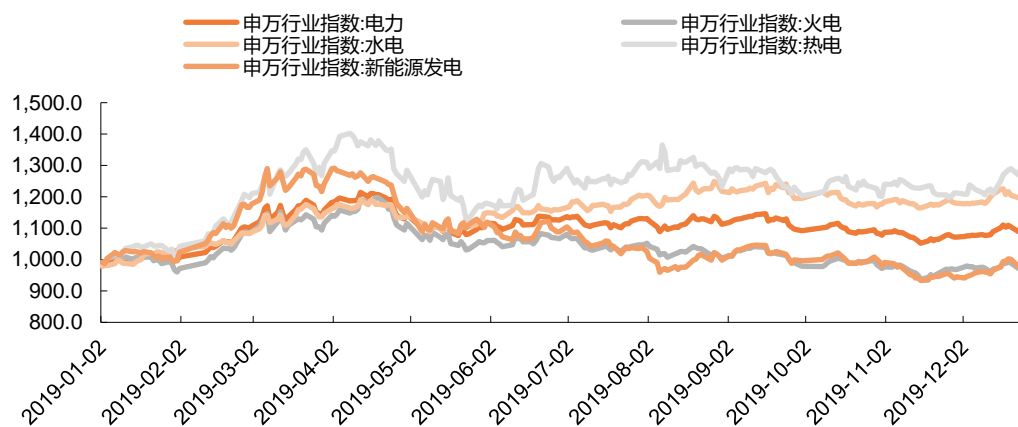
图 1：2019 年电力行业指数走势



资料来源：Wind，长城证券研究所（2018/12/28=1000）

从细分领域来看，联美控股推动热电板块涨幅领先；水电股表现较高，火电股走平。2019 年，电力行业细分领域中，火电、新能源发电、水电、热电分别上涨-1.8%、-1.7%、21.0%、29.0%。水电防御性最强。热电板块涨幅最高，主要由于权重较大的联美控股涨幅较高。

图 2：2019 年电力细分领域指数走势



资料来源：Wind，长城证券研究所（2018/12/28=1000）

2019 年前三季度，电力行业营收增速 12%；细分领域中，火电、热电、水电、风电光伏发电、核电营收增速分别为 11%、11%、17%、10%、18%。

表 1：电力行业营收增速

	2012Q1~3	2013Q1~3	2014Q1~3	2015Q1~3	2016Q1~3	2017Q1~3	2018Q1~3	2019Q1~3
公用事业行业营收 (亿)	4,653	5,596	5,646	5,548	5,486	6,561	7,541	8,482
同比增速 (%)		20%	1%	-2%	-1%	20%	15%	12%
火电板块 (亿)	3,752	4,519	4,455	4,290	3,991	4,792	5,570	6,179

同比增速 (%)		20%	-1%	-4%	-7%	20%	16%	11%
热电板块 (亿)	61	60	68	69	104	116	133	147
同比增速 (%)		-1%	13%	2%	52%	12%	14%	11%
水电板块 (亿)	716	756	844	830	1,019	1,103	1,240	1,445
同比增速 (%)		6%	12%	-2%	23%	8%	12%	17%
风电光伏发电板块 (亿)	53	59	63	65	55	77	79	87
同比增速 (%)		12%	6%	3%	-15%	40%	3%	10%
核电发电板块 (亿)	133	261	285	363	420	589	652	770
同比增速 (%)		97%	9%	27%	16%	40%	11%	18%

资料来源: Wind, 长城证券研究所

2019 年前三季度, 电力行业归母净利润增速 23%; 细分领域中, 火电、热电、水电、风电光伏、核电归母净利润增速分别为 54%、195%、11%、-5%、6%。

表 2: 电力行业归母净利润增速

	2012Q1~3	2013Q1~3	2014Q1~3	2015Q1~3	2016Q1~3	2017Q1~3	2018Q1~3	2019Q1~3
公用事业行业归母净利润 (亿)	270	625	743	858	762	606	646	797
同比增速 (%)		131%	19%	15%	-11%	-20%	7%	23%
火电板块 (亿)	135	399	437	514	343	138	185	284
同比增速 (%)		196%	10%	18%	-33%	-60%	34%	54%
热电板块 (亿)	2	6	6	7	11	11	4	13
同比增速 (%)		151%	1%	17%	54%	-2%	-60%	195%
水电板块 (亿)	117	163	239	247	299	314	325	362
同比增速 (%)		39%	47%	3%	21%	5%	4%	11%
风电光伏发电板块 (亿)	-3	-3	-3	1	6	13	19	18
同比增速 (%)		7%	-17%	146%	363%	109%	39%	-5%
核电发电板块 (亿)	19	60	63	89	103	129	113	120
同比增速 (%)		221%	6%	40%	16%	26%	-13%	6%

资料来源: Wind, 长城证券研究所

2019 年前三季度, 电力行业扣非净利润增速 44%; 细分领域中, 火电、热电、水电、风电光伏、核电扣非归母净利润增速分别为 68%、609%、12%、-1%、206%。

表 3: 电力行业扣非归母净利润增速

	2012Q1~3	2013Q1~3	2014Q1~3	2015Q1~3	2016Q1~3	2017Q1~3	2018Q1~3	2019Q1~3
公用事业行业扣非归母净利润 (亿)	231	493	631	730	731	484	532	765
同比增速 (%)		113%	28%	16%	0%	-34%	10%	44%
火电板块 (亿)	119	354	430	486	386	114	157	264
同比增速 (%)		196%	21%	13%	-21%	-70%	38%	68%
热电板块 (亿)	2	2	5	6	7	9	2	11
同比增速 (%)		29%	116%	23%	18%	36%	-83%	609%
水电板块 (亿)	113	141	200	204	299	309	316	354

同比增速 (%)		24%	42%	2%	46%	3%	2%	12%
风电光伏发电板块 (亿)	-3	-4	-3	1	5	11	18	18
同比增速 (%)		-24%	15%	116%	840%	117%	73%	-1%
核电发电板块 (亿)				34	35	41	38	117
同比增速 (%)					4%	17%	-7%	206%

资料来源: Wind, 长城证券研究所

广核 19 年开始记扣非归母净利润使核电板块扣非归母净利润快速增长

保险公司维持重仓电力板块策略, 2019Q3 机构持仓占电力板块流通市值比例到 4.19%。2017Q3、2018Q3、2019Q3, 机构持仓占电力板块流通市值比例分别为 2.34%、2.07%、4.19%。

表 4: 电力板块机构持仓情况

	机构持仓 (万元)					机构持仓占电力板块流通市值比例					
	基金	券商集合理财	保险公司	社保基金	QFII	基金	券商集合理财	保险公司	社保基金	QFII	合计
2017Q3	866,603	140,287	598,422	813,094	17,551	0.83%	0.14%	0.58%	0.78%	0.02%	2.34%
2017Q4	1,835,332	128,831	568,510	675,451	17,216	1.38%	0.10%	0.43%	0.51%	0.01%	2.43%
2018Q3	529,745	80,384	739,571	660,609	13,762	0.54%	0.08%	0.76%	0.67%	0.01%	2.07%
2018Q4	2,506,402	147,232	692,163	647,200	42,169	1.89%	0.11%	0.52%	0.49%	0.03%	3.04%
2019Q3	1,396,200	2,704	3,454,175	443,096	48,228	1.09%	0.00%	2.71%	0.35%	0.04%	4.19%

资料来源: Wind, 长城证券研究所

19 年 9 月末, 基金持仓中电力行业占比为 1.1%, 处于历史配置比例底部, 标配比例为 3.0%。基金持有的电力行业重仓股包括中国广核 (持仓市值 62.7 亿元, 占流通 A 股比例 72.97%)、长江电力 (持仓市值 19.2 亿元, 占流通 A 股比例 0.48%)、中国核电 (持仓市值 10.78 亿元, 占流通 A 股比例 1.31%)、川投能源 (持仓市值 9.46 亿元, 占流通 A 股比例 2.15%)、联美控股 (持仓市值 6.36 亿元, 占流通 A 股比例 2.48%)、国投电力 (持仓市值 4.18 亿元, 占流通 A 股比例 0.68%)、浙能电力 (持仓市值 3.93 亿元, 占流通 A 股比例 0.74%)、申能股份 (持仓市值 3.77 亿元, 占流通 A 股比例 1.49%)、岷江水电 (持仓市值 3.21 亿元, 占流通 A 股比例 4.25%)、上海电力 (持仓市值 2.37 亿元, 占流通 A 股比例 1.28%)、长源电力 (持仓市值 1.52 亿元, 占流通 A 股比例 3.00%)。

19 年 9 月末, 保险持仓中电力行业占比为 2.71%, 主要重仓长江电力, 标配比例为 3.0%。保险持有的电力行业重仓股包括长江电力 (持仓市值 302.3 亿元, 占流通 A 股比例 7.54%)、京能电力 (持仓市值 22.0 亿元, 占流通 A 股比例 13.70%)、韶能股份 (持仓市值 12.8 亿元, 占流通 A 股比例 19.96%)、太阳能 (持仓市值 4.0 亿元, 占流通 A 股比例 6.25%)、明星电力 (持仓市值 1.3 亿元, 占流通 A 股比例 5.02%)、内蒙华电 (持仓市值 1.0 亿元, 占流通 A 股比例 0.56%)。

19 年 9 月末, QFII 持仓中电力行业占比为 0.04%, 标配比例为 3.0%。QFII 持有的电力行业重仓股包括涪陵电力 (持仓市值 1.9 亿元, 占流通 A 股比例 3.03%)、深南电 A (持仓市值 1.8 亿元, 占流通 A 股比例 3.79%)、华能水电 (持仓市值 0.9 亿元, 占流通 A 股比例 0.23%)、漳泽电力 (持仓市值 0.1 亿元, 占流通 A 股比例 0.18%)、赣能股份 (持仓

市值 0.1 亿元，占流通 A 股比例 0.13%）、嘉泽新能（持仓市值 0.05 亿元，占流通 A 股比例 0.11%）。

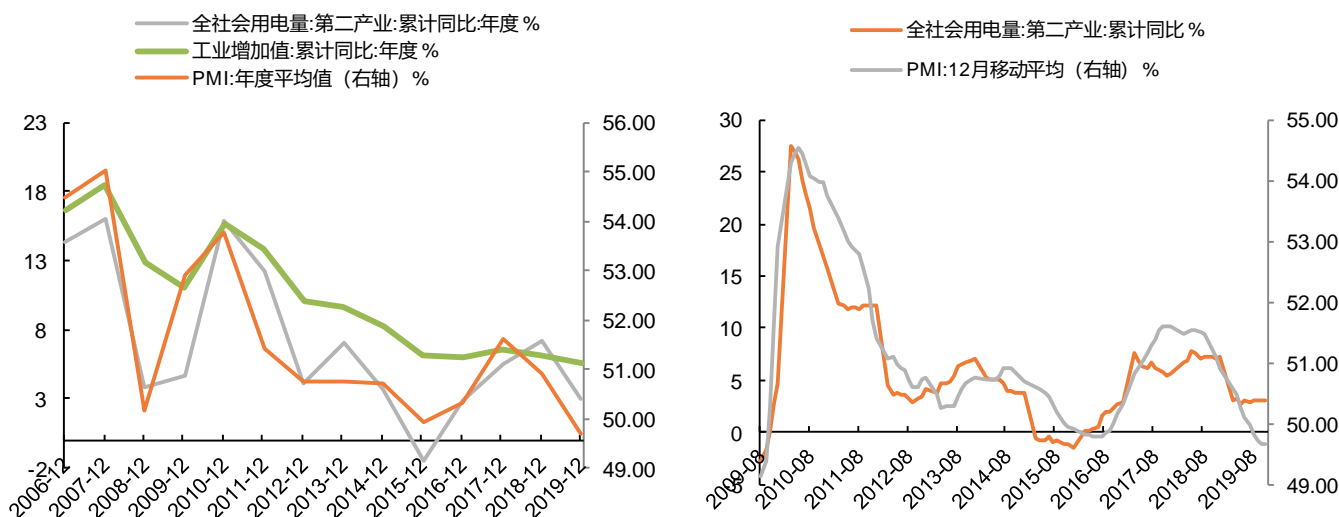
2. 发用电量预测：预计 2020 年用电量、发电量增速 5.6%、4.8%

不考虑电能替代的影响，预计 2020 年全社会用电量同比增长 6.3%

从历史数据来看，第二产业用电量增速和 PMI 相关性较强。比起工业增加值，PMI 与第二产业用电量增速的相关性更高。这可能是因为 2015 年之后工业增加值波动较小，不能用于跟踪第二产业用电量的变化情况。

图 3：年度 PMI 指数和二产用电量增速

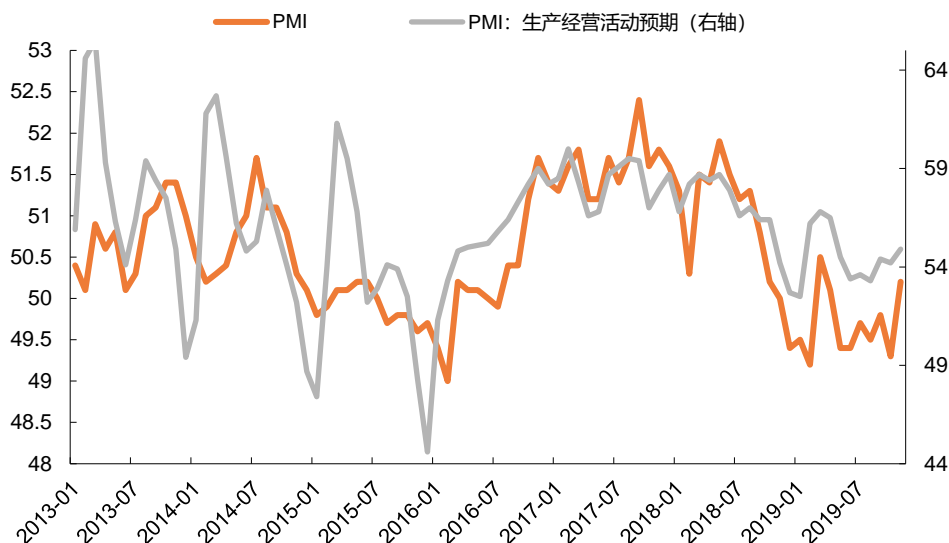
图 4：月度 PMI 指数和二产用电量增速



资料来源：Wind，长城证券研究所

从历史数据来看，PMI 生产经营活动预期领先 PMI 3~6 个月。2019 年 11 月 PMI 生产经营活动预期小幅回升到 54.9，假设 2020 年 PMI 平均值达到 50.0。

图 5: 历年 PMI 指数和 PMI 生产经营活动预期

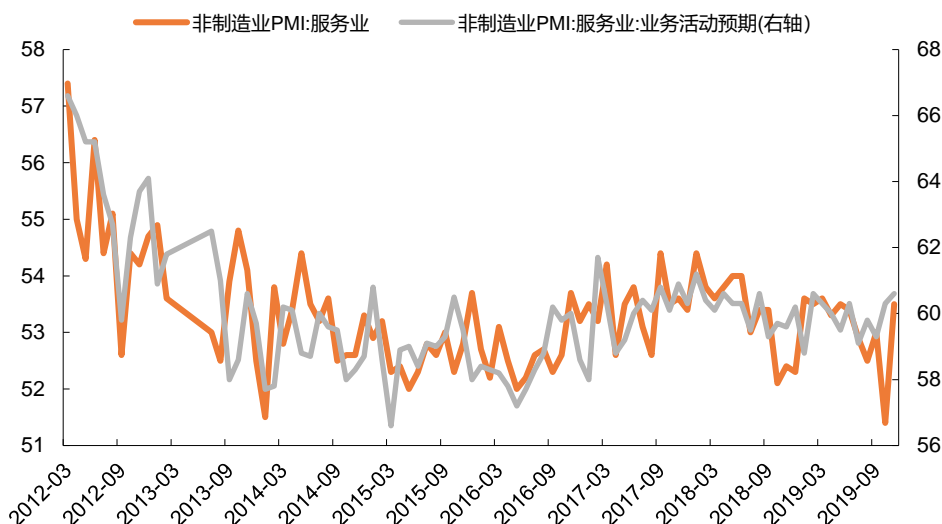


资料来源: Wind, 长城证券研究所

预计 2020 年二产用电量增速达到 4.4%。用全社会用电量:第二产业:累计同比与 PMI:12 月移动平均进行回归分析, PMI 每变动 1, 二产用电量增速变动 4.5, R Square 达到 0.83。根据 2019 年前 11 月数据, 预计全年 PMI 平均值达到 49.7, 二产用电量增速达到 3.0%; 假设 2020 年全年 PMI 平均值达到 50, 则预计二产用电量增速达到 4.4%。

从历史数据来看, 服务业 PMI 业务活动预期领先性不明显。

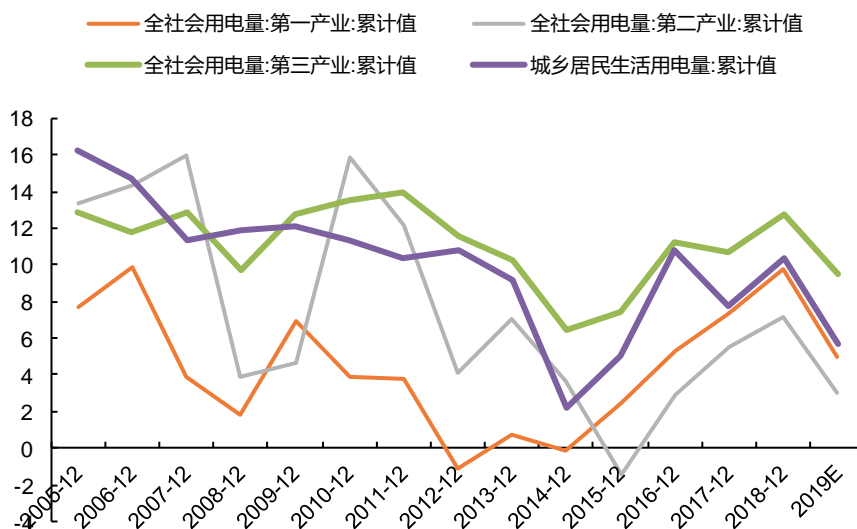
图 6: 服务业 PMI 指数和服务业 PMI 业务活动预期指数



资料来源: Wind, 长城证券研究所

预计 2020 年三产用电量增速达到 10.9%。从历史数据来看, 三产用电量增速和二产用电量增速相关性较好, 2015~2019 年, 三产用电量增速平均高于二产 6.9%。三产与二产用电量增速存在相关性的原因可能是三产中批发零售、交运、房地产、金融业等领域与二产用电量情况趋势相近。假设 2020 年三产用电量增速高于二产 6.5% 个百分点, 则预计 2020 年三产用电量增速达到 10.9%。

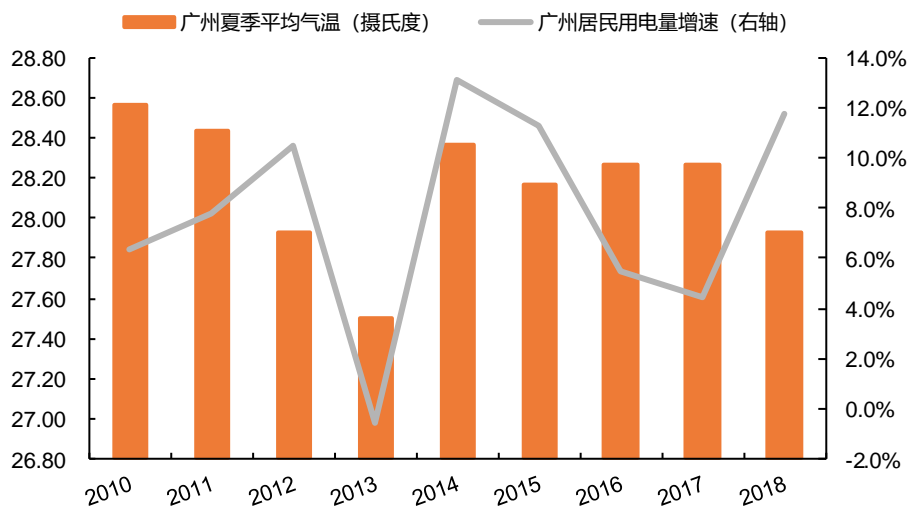
图 7: 各产业用电量增速情况



资料来源: Wind, 长城证券研究所

以广州市为例, 居民用电量基数效应较强, 用电量与夏季气温存在一定关系。由于居民人数增长和单人用电需求相对稳定, 因此当年的高基数往往导致下一年的低基数, 例如 2009、2013 年的情况。2014~2015 年是热夏, 当年用电量增速较高; 2013 年是凉夏, 当年用电量增速较低。

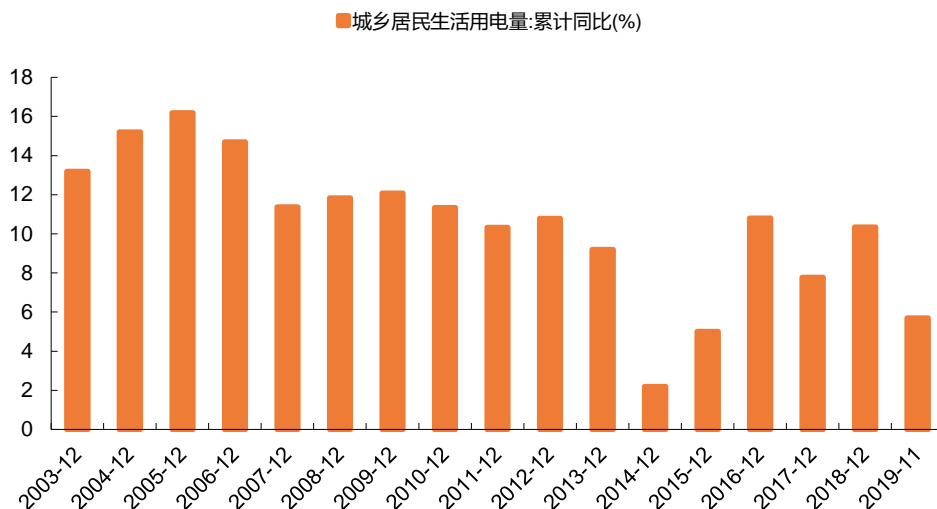
图 8: 广州夏季平均气温和广州居民用电量增速



资料来源: Wind, 长城证券研究所

2015~2019 年, 居民用电量增速呈大小年变动, 基数效应明显。2005、2016 年是居民用电增速高峰, 2007、2014 年是居民用电增速低谷。

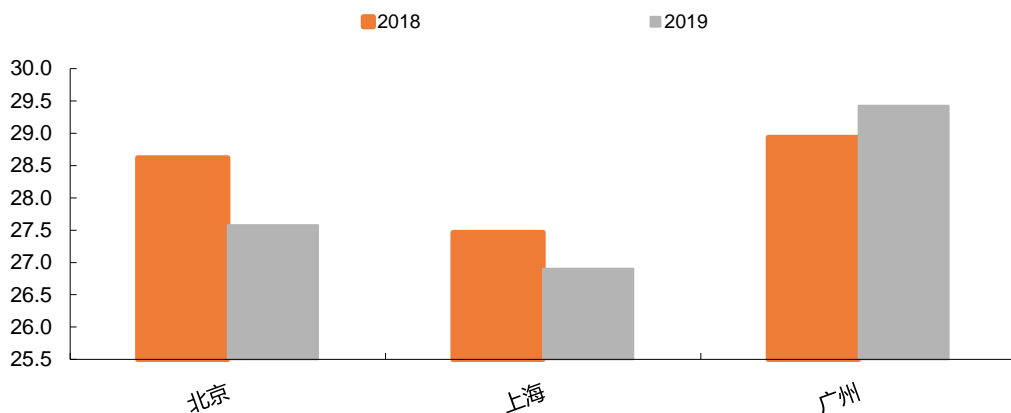
图 9: 全国居民用电量增速



资料来源: Wind, 长城证券研究所

2019 年前 11 月居民用电量增速 5.7%，预计 2020 年居民用电量增速反弹到 10%。2019 年增速下滑较快，可能由于：除广州 2019 年夏季气温略高于去年外，北京、上海均低于去年，整体呈凉夏态势。考虑到 2019 年基数较低，预计 2020 年居民用电量增速反弹到 10%。

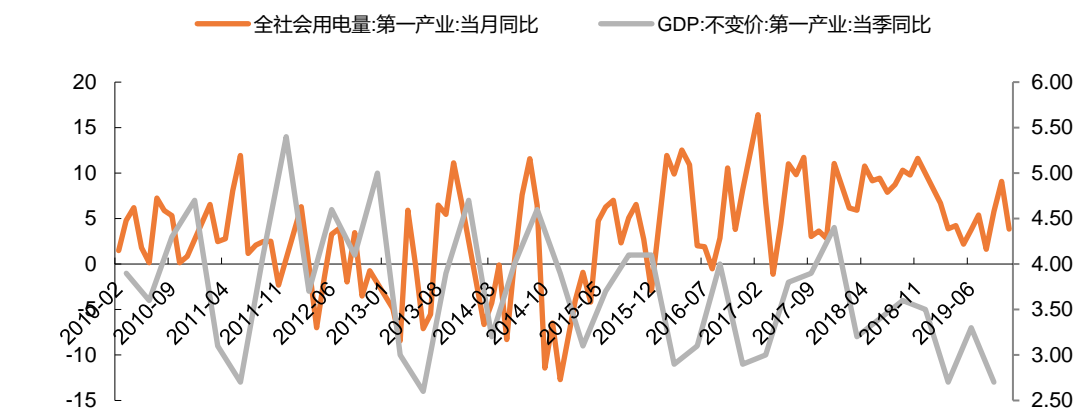
图 10: 近两年北上广夏季平均气温 (摄氏度)



资料来源: Wind, 长城证券研究所

从历史数据来看，第一产业 GDP 与第一产业用电量增速相关性不明显。2014 年起，第一产业用电量增速开始上升，而第一产业 GDP 没有明显的向上趋势。本轮第一产业用电量增长可能和农村电网改造及机械化有关。

图 11: 历年新增就业人口



资料来源: Wind, 长城证券研究所

不考虑电能替代的影响, 预计 2020 年全社会用电量同比增长 6.3%。其中, 预计一产、二产、三产、居民用电量分别同比增长 5.0%、4.4%、10.9%、10.0%。

表 5: 全社会用电量预测 (不考虑电能替代的影响, 亿千瓦时)

	全社会用电量	全社会用电量				同比增长 (%)				城乡居民生活用电量	年均 PMI	气温情况
		全社会用电量: 第一产业	全社会用电量: 第二产业	全社会用电量: 第三产业	全社会用电量: 城乡居民生活用电量	全社会用电量同比增长	全社会用电量: 第一产业	全社会用电量: 第二产业	全社会用电量: 第三产业			
2005-12	24,689	741	18,478	2,631	2,838	13.45	7.64	13.37	12.90	16.19	54.14	
2006-12	28,248	832	21,354	2,822	3,240	14.16	9.90	14.30	11.80	14.70	54.48	
2007-12	32,565	863	24,909	3,185	3,608	14.80	3.83	15.99	12.85	11.37	55.03	
2008-12	34,268	879	25,863	3,493	4,035	5.23	1.85	3.83	9.67	11.83	50.16	北上广均为凉夏
2009-12	36,595	940	27,136	3,944	4,575	6.44	6.90	4.69	12.74	12.08	52.93	
2010-12	41,999	976	31,450	4,478	5,094	14.76	3.89	15.88	13.56	11.34	53.76	
2011-12	47,026	1,013	35,288	5,105	5,620	11.97	3.73	12.20	13.98	10.33	51.40	北上广均为凉夏
2012-12	49,657	1,003	36,733	5,693	6,228	5.60	-1.12	4.11	11.52	10.79	50.75	
2013-12	53,223	1,014	39,143	6,273	6,793	7.50	0.70	7.00	10.30	9.20	50.76	
2014-12	55,213	995	40,628	6,660	6,929	3.80	-0.20	3.70	6.40	2.20	50.69	上海明显为凉夏
2015-12	55,500	1,020	40,046	7,158	7,276	0.52	2.48	-1.43	7.47	5.00	49.91	
2016-12	59,187	1,076	42,078	7,965	8,067	5.01	5.35	2.88	11.21	10.84	50.32	
2017-12	63,077	1,155	44,413	8,814	8,695	6.57	7.34	5.55	10.65	7.78	51.61	
2018-12	68,449	728	47,235	10,801	9,685	8.49	9.75	7.17	12.74	10.35	50.90	
2019E	71,481	765	48,652	11,827	10,237	4.43	5.00	3.00	9.50	5.70	49.69	北京上海为凉夏
2020E	75,972	803	50,792	13,116	11,261	6.28	5.00	4.40	10.9	10.00	50.00	

黑体标出的是较高值

资料来源: wind, 长城证券研究所

假设 2020 年电能替代量略有下降, 预计全社会用电量增速 5.6%

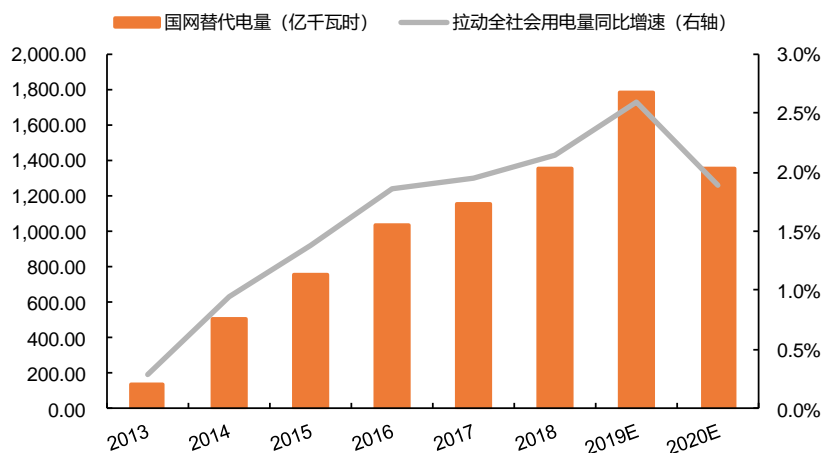
自 2013 年 8 月提出“电能替代”战略, 经过试点推广到 2015 年全面实施, 已经取得显著成效。电能替代主要通过以电代煤、以电代油, 最终达到有效治理大气污染的目标。

四个电能替代重点领域包括：**1）北方居民采暖领域**，主要针对燃气（热力）管网覆盖范围以外的城区、郊区、农村等还大量使用散烧煤进行采暖的，使用蓄热式电锅炉、蓄热式电暖器、电热膜等多种电采暖设施替代分散燃煤设施。从电采暖的发展方向可以看出，电采暖在整个供暖体系中属于补充供暖方式，未来北方地区居民采暖主要还是依靠热电联产集中供热，特别是背压式热电联产，这是能源利用效率最高的方式。国家发展改革委、国家能源局等印发的《热电联产管理办法》（发改能源[2016]617号）中提出，未来将力争实现北方大中型以上城市热电联产集中供热率达到60%以上。因此，发展电采暖，并不是要取代热电联产集中供热，这一点需要各地在供热规划中予以重视。**2）生产制造领域**，生产制造领域的电能替代需要结合产业特点进行，有条件地区可根据大气污染防治与产业升级需要，在工农业生产中推广电锅炉、电窑炉、电灌溉等。**3）交通运输领域**，主要针对各类车辆、靠港船舶、机场桥载设备等，使用电能替代燃油。**4）电力供应与消费领域**，主要是满足电力系统运行本身的需要，如储能设备可提高系统调峰调频能力，促进电力负荷移峰填谷。

2019年前三季度，中国电能替代的替代量合计达到1600亿千瓦时，同比增长超过30%；2018年，国网完成全国电能替代量的86%。2016年，中国国家发展改革委、国家能源局联合八部门出台《关于推进电能替代的指导意见》，明确到2020年，电能占中国终端能源消费的比重达到27%，提出要在生产制造、交通运输、居民采暖、电力供应与消费等重点领域，因地制宜，分类推广电能替代。该《意见》出台后，电能替代快速发展，2017年、2018年中国电能替代量分别达1286亿、1577亿千瓦时，占当年全社会用电量比重达到了2.0%和2.3%；电能占终端能源消费比重从2015年的22.9%提高到2018年25.5%，年均提升近0.87个百分点。2019年前三季度，中国电能替代的替代量合计达到1600亿千瓦时，同比增长超过30%，占全社会用电量的3%。

综合考虑国网、电力十三五规划中电能替代的目标，预计**2020年国网电能替代量达到1350亿千瓦时**。2017年，国网制订发布“十三五”电能替代规划，明确5800亿千瓦时替代电量目标，实现电能替代总体布局。而《电力发展“十三五”规划》提出的电能替代目标是4500亿千瓦时。按照这个目标，“十三五”末电能占终端能源消费比重27%，电能替代的意义非常大。

图 12：国网电能替代量



资料来源：Wind，长城证券研究所

考虑电能替代量的变化后，预计**2020年全社会用电量增速达到5.6%**。如果2020年国网电能替代量达到1350亿千瓦时，则同比拉动全社会用电量增速1.9%，较2019年的2.6%

下降 0.7 个百分点。因此，考虑电能替代量的变化后，预计 2020 年全社会用电量增速达到 5.6%。

预计 2020 年发电量同比增长 4.8%，其中火电、水电发电量分别同比增长 2.5%、3.2%

水电发电量与装机容量和来水情况有关，预计 2020 年水电增速 3.2%。100 万千瓦以上的大型水电机组乌东德、苏哇龙、杨房沟、羊曲、白鹤滩、叶巴滩、两河口等均在 2021、2022 年投产，2020 年没有大型水电机组投产。从来水情况来看，2~3 年丰水枯水周期，2019 年前 11 月偏丰，预计 2020 年水电增速从 2019 年的 5.1% 下降到 3.2%。

图 13: 历年水电装机容量

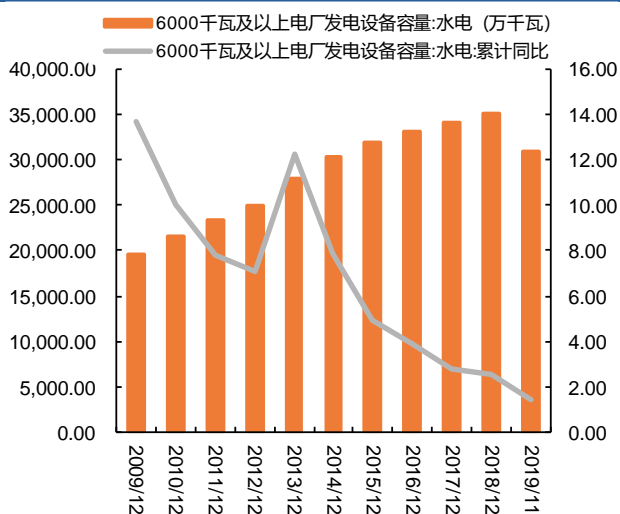
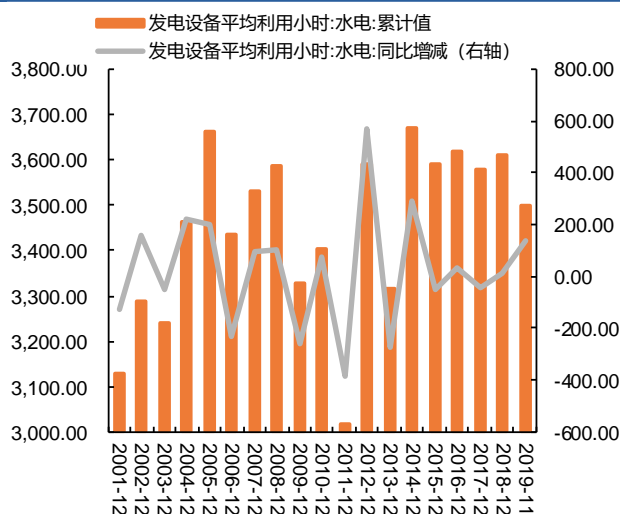


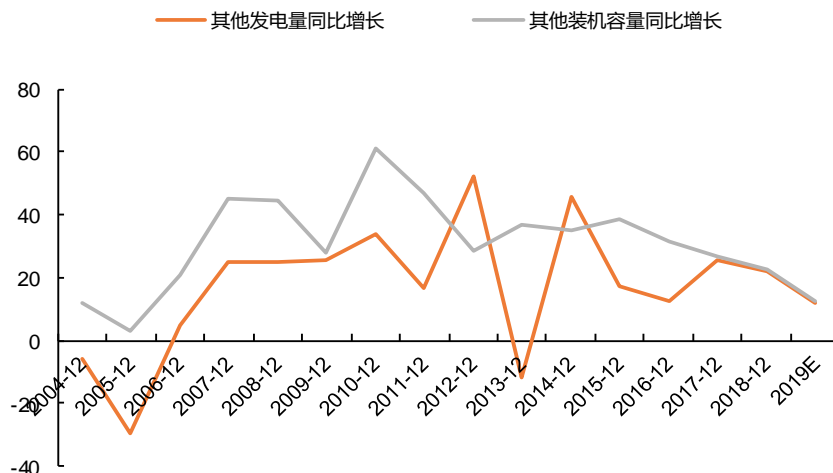
图 14: 历年水电利用小时



资料来源: Wind, 长城证券研究所

根据装机容量增速，预计 2020 年其他发电量同比增长 22%。其他发电是指水电、火电之外的发电；本节中的装机容量是指 6000 千瓦及以上电厂装机容量。由于风电抢装行情，预计 2020 年其他装机容量同比增长 22%；假设其他发电量增速等于装机容量增速。

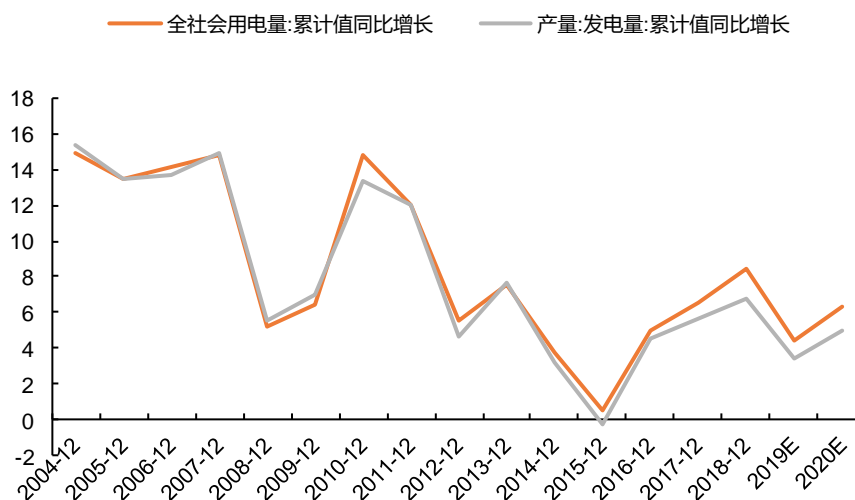
图 15: 其它发电量同比增长及其它装机容量增速



资料来源: Wind, 长城证券研究所

预计 2020 年发电量同比增长 4.8%，其中火电、水电发电量分别同比增长 2.5%、3.2%。由于统计口径差异，发电量、用电量增速走势一致但不完全相等。预计 2020 年用电量增速回升 1.2 个百分点至 5.6%，2020 年发电量增速增长 1.3 个百分点至 4.8%。

图 16: 全社会用电量增速与发电量增速



资料来源: Wind, 长城证券研究所

表 6: 发电量预测 (亿千瓦时)

	产量:发电量:累计值	产量:火电:累计值	产量:水电:累计值	其他	产量:发电量:累计值同比增长	产量:火电:累计值同比增长	产量:水电:累计值同比增长	其他发电量同比增长
2004-12	22,033	17,702	3,535	796	15.32	14.40	24.63	-6.10
2005-12	25,003	20,473	3,970	559	13.48	14.02	12.30	-29.76
2006-12	27,557	23,189	3,783	585	13.70	15.80	3.50	4.73
2007-12	32,087	27,013	4,343	731	14.90	14.60	15.40	24.86
2008-12	34,047	27,857	5,277	913	5.50	3.00	17.50	24.85
2009-12	36,506	29,814	5,545	1,147	7.00	7.20	4.30	25.68
2010-12	41,413	33,253	6,622	1,538	13.30	11.70	18.40	34.04
2011-12	46,037	38,137	6,108	1,792	12.00	13.90	-1.40	16.53
2012-12	48,188	37,867	7,595	2,726	4.70	0.60	25.80	52.13
2013-12	52,451	42,153	7,891	2,408	7.62	6.89	7.19	-11.65
2014-12	56,496	42,337	10,643	3,515	3.20	-0.40	18.00	45.98
2015-12	56,184	42,102	9,960	4,122	-0.20	-2.80	4.20	17.27
2016-12	59,111	43,958	10,518	4,635	4.50	2.60	5.90	12.45
2017-12	62,758	46,115	10,819	5,824	5.70	4.60	3.40	25.65
2018-12	67,914	49,795	11,028	7,092	6.80	6.00	4.10	21.77
2019E	70,274	50,741	11,590	7,943	3.47	1.90	5.10	12.00
2020E	73,661	52,009	11,961	9,691	4.82	2.50	3.20	22.00

资料来源: wind, 长城证券研究所

中长期预测：预计煤电 2025 年见顶

未来 30 年，发电量年复合增速 1.8%，其中煤电发电量 2025 年见顶。根据中石油经济技术研究院发布的《2050 世界与中国能源展望报告》，中国煤电发电量将见顶，其发电量将被其他清洁能源发电量挤占。而天然气、核电和其他可再生能源（风电、光伏、生物质等）发展迅猛，到 2050 年这三项能源的发电量分别为 2020 年发电量的 2 倍、4 倍和 13 倍。分部门需求看，工业部门用电量在 2020 年见顶，未来用电量增量主要在建筑部门和其他部门。

表 7: 中国电力消费展望

	发电量								发电结构 (%)		
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2015	2030	2050
分品种发电量 (万亿千瓦时)											
煤电	3.9	4.6	4.9	4.6	4.7	4.6	4.3	3.9	66.5	45.2	30.7
油电	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	2.4	0.8	0.4
气电	0.2	0.3	0.5	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	2.8	8.1	11.2
水电	1.1	1.2	1.4	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	19.5	15.8	14.8
核电	0.2	0.4	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4	2.9	6.8	11
风电	0.2	0.4	0.8	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7	3.2	11.2	13
太阳能	0.1	0.2	0.7	1.1	1.3	1.5	1.8	2	1.7	10.5	15.6
其他	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.9	1.7	3.3
发电总量	5.8	7.5	9.1	10.3	11.2	12	12.4	12.7	100	100	100
用电量											
分部门电力需求 (万亿千瓦时)											
工业部门	4	4.5	5.3	5.6	5.9	6.1	6	6	73.2	57.8	49
建筑部门	1.4	2.2	2.9	3.7	4.2	4.5	4.9	5.1	24.7	38	42.2
交通部门	0.1	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	0.9	1.1	2.0	4.2	8.8
电力需求总量	5.5	6.9	8.5	9.7	10.6	11.4	11.8	12.2	100	100	100

资料来源: 2050 世界与中国能源展望 (2019 版), 长城证券研究所

表 8: 中国一次能源消费展望

	一次能源需求								一次能源结构		
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2015	2030	2050
分品种需求 (亿吨标油)											
煤炭	19	18	18	14	12	10	7	5	63.70%	40.70%	13.60%
石油	6	6	6	6	5	5	4	4	18.30%	17.00%	10.20%
天然气	2	3	4	5	6	6	6	6	5.90%	13.70%	16.50%
水电	2	3	3	3	4	4	4	4	8.30%	9.70%	11.60%
核电	0.4	1	1	2	2	3	3	4	1.30%	5.40%	10.50%
其他可再生	1	1	3	5	7	9	11	13	2.50%	13.60%	37.70%
一次能源总量	30	33	35	35	36	36	35	35	100%	100%	100%
分部门需求 (亿吨标油)											
工业部门	15	16	15	14	14	13	12	11			
建筑部门	3	4	5	6	7	7	7	6			
交通部门	3	4	4	4	4	4	4	4			

资料来源: 2020 世界与中国能源展望 (2019 版), 长城证券研究所

3. 火电: 煤价对冲上网电价下行压力

电价: 市场电推进加速, 平均上网电价承受压力

2019 年 12 月 12 日召开的中央经济会议中, 明确提出了降低企业用电、用气、物流等成本, 表明了中央要求 2020 年降低电价的态度。

7 省份发布煤电上网电价改革方案, 明确煤电上网电价浮动机制。2019 年 10 月 21 日, 发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》, 并要求各省份直辖市在 11 月 15 日上报各省份的燃煤上网电价改革方案。截止 12 月 31 日, 已有重庆、广西、天津、上海、河南、河北、山东 7 个地区发布了改革方案。其中重庆、上海、河南、河北、山东改革方案与发改委指导方案一致。

广西新增两条改革内容, 改革力度较发改委方案更强。广西改革方案中新增的两点为: 1) 浮动幅度范围为上浮不超过 10%(2020 年暂不上浮)、下浮原则上不超过 15%, 在实际市场化交易中, 下浮可适当低于 15% 的幅度。2) 对于符合市场交易条件但没有签约的燃煤发电电量, 由电网企业按照市场各交易品种的平均交易价格统一收购, 具体电量由经济运行行政主管部门会同能源行政主管部门与电网企业确定。广西上网电价改革方案提出了电价下浮可以突破 15%, 预计 2020 年广西地区煤电企业承压加大。

天津主要改革细则基本一致, 但提出具体 4 台机组仍按照原上网电价标准执行。天津上网电价改革方案基本与发改委指导意见一致, 但单独提出了国投津能发电有限公司 1#-2# 机组、国华盘山发电有限公司 1#-2# 机组未参与市场交易的上网电量暂参照政府核定的上网电价标准执行。我们估计这是因为这部分机组当前成本较高, 如按照改革方案下浮电价, 机组亏损压力将激增。

表 9: 各地区煤电价格机制改革方案汇总

发布时间	地区	文件名称	主要内容
11 月 19 日	重庆	《重庆市深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案 (征求意见稿)》	<p>根据我市燃煤发电电量参与市场交易不同情形, 明确对应燃煤发电上网电量的价格形成机制。此次燃煤发电上网电价机制改革后, 现行煤电价格联动机制不再执行。</p> <p>1、已参与市场化交易的, 对应的燃煤发电电量继续按照我市现行市场化交易规则形成价格。</p> <p>2、现执行标杆上网电价的燃煤发电电量, 2020 年起具备市场交易条件的, 执行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制, 具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成, 并以年度合同等中长期合同为主确定。现执行燃煤发电标杆上网电价的, 基准价为 0.3964 元/千瓦时; 未执行燃煤发电标杆上网电价且参与市场化交易的, 以现行上网电价为基准价。浮动幅度范围均为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%。我市电力现货市场建立运行或者燃煤发电上网电价完全放开由市场形成后, 此部分燃煤发电电量上网电价按照我市电力市场化交易规则形成。</p> <p>3、居民、农业用户及不具备市场交易条件的工商业及其他类别用户用电, 对应的燃煤发电电量上网电价按基准价执行。未执行燃煤发电标杆上网电价未且参与市场化交易的电量继续执行现行上网电价。</p>

表 9: 各地区煤电价格机制改革方案汇总

11月21日	广西	《广西壮族自治区深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案(征求意见稿)》	<p>煤电价格联动机制不再执行,将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按广西现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%(2020年暂不上浮)、下浮原则上不超过15%。在实际市场化交易中,下浮可适当低于15%的幅度,具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户的等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价(含挂牌交易)等市场化方式形成,并以年度合同等中长期合同为主确定。加快推进市场化价格机制形成。其他符合市场交易条件但没有签约的燃煤发电电量,由电网企业按照市场各交易品种的平均交易价格统一收购,具体电量由经济运行行政主管部门会同能源行政主管部门与电网企业确定。</p>
11月28日	天津	《天津市深化燃煤机组上网电价机制改革实施方案(征求意见稿)》	<p>1、将现行燃煤机组标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制,煤电价格联动机制不再执行。在过渡期,基准价按现行燃煤发电机组标杆上网电价,即每千瓦时0.3655元确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。基准价和浮动幅度范围根据国家政策调整而适时调整。</p> <p>2、燃煤发电价格机制改革后,具备市场交易条件的燃煤发电电量,具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价(含挂牌交易)等市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成,并以年度合同等中长期合同为主确定,2020年暂不上浮(上网电价不得超过每千瓦时0.3655元)。在条件成熟的情况下,积极探索现货市场建设,燃煤发电电量参与现货市场,上网电价不受上下浮动幅度限制。燃煤发电价格机制改革前已参与市场交易的电力用户对应的燃煤发电电量,由市场形成上网电价的,继续按照原市场化规则执行,不受“基准价+上下浮动”限制。</p> <p>3、不具备市场交易条件的燃煤发电价格。暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用电对应的燃煤发电电量以及居民、农业用户用电对应的燃煤发电电量上网电价,按我市基准价执行。国投津能发电有限公司1#-2#机组、国华盘山发电有限公司1#-2#机组未参与市场交易的上网电量暂参照政府核定的上网电价标准执行。</p>
12月2日	上海	《关于落实国家深化燃煤发电上网电价形成机制改革有关事项的通知》	<p>1、为稳步实现全面放开燃煤发电上网电价目标,将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按本市现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。对电力交易中心依照电力体制改革方案开展的现货交易,可不受此限制。国家发展改革委根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整。</p> <p>2、现执行标杆上网电价的燃煤发电电量,具备市场交易条件的,具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价(含挂牌交易)等市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成;暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量,仍按基准价执行。</p> <p>3、燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。</p> <p>4、燃煤发电电量中已按市场化交易规则形成上网电价的,继续按现行市场化规则执行。</p> <p>5、燃煤发电上网电价形成机制改革后,现行煤电价格联动机制不再执行。</p>
12月11日	河南	《关于深化我省燃煤发电上网电价形成机制改革的通知》	<p>1、改革燃煤发电上网电价形成机制。自2020年1月1日起,将现行燃煤发电标杆上网电价机制,改革为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。此前的煤电价格联动机制停止执行。2020年1月1日前已参与电力市场交易的,继续参与市场化交易,其对应的燃煤发电上网电量继续按现行市场化规则执行。2020年1月1日前未参与电力市场化交易,2020年及以后开始参与电力市场化交易的,其对应的燃煤发电上网电量交易价格按“基准价+上下浮动”方式确定。居民生活、农业生产用电和暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的,由电网企业保障供应,主要通过优先发电计划保障,不足部分由所有参与电力市场的燃煤发电企业机组等比例保障,上网电价按基准价执行。</p> <p>2、落实绿色发展电价。“基准价+上下浮动”价格机制中的基准价包含脱硫、脱硝、除尘电价,</p>

表 9: 各地区煤电价格机制改革方案汇总

		<p>标准为 0.3779 元/千瓦时, 超低排放电价仍按现行政策执行。高于燃煤标杆电价的燃煤机组仍按现行价格执行, 待合同期满后按“基准价+上下浮动”价格机制执行。2006 年前核准的垃圾焚烧发电机组、铬渣发电机组仍按现行价格政策执行。</p> <p>3、保持公益性电价稳定。实施“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电上网电价, 2020 年暂不上浮, 居民、农业用电价格不变, 确保工商业电价保持稳定。</p> <p>4、逐步完善辅助电价机制。适时推进通过市场机制形成燃煤机组参与调峰、调频、备用、黑启动等辅助服务的价格, 结合我省电价空间情况, 逐步建立容量补偿机制。</p>
12 月 26 日	河北 《关于深化河北省燃煤发电上网电价形成机制改革的通 知》	<p>1.实施“基准价+上下浮动”的价格机制。取消煤电价格联动机制, 将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按河北省现行燃煤发电标杆上网电价确定, 浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%。河北南网基准价每千瓦时 0.3644 元(含税, 下同), 河北北网基准价每千瓦时 0.372 元。基准价和浮动幅度范围根据国家政策适时调整。依照电力体制改革方案开展的现货交易, 不受此限制。</p> <p>2.充分发挥市场化价格机制的作用。现执行标杆上网电价的燃煤发电电量, 具备市场交易条件的, 具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价(含挂牌交易)等市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成, 并以年度合同等中长期合同为主确定; 暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量, 仍按基准价执行。燃煤发电电量中已按市场化交易规则形成上网电价的, 继续按现行市场化规则执行。</p> <p>3.保持公益性电价基本稳定。燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量, 暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量, 仍按基准价执行; 由电网企业保障供应的用户用电价格, 继续执行各地目录电价。其中, 居民、农业用电继续执行现行目录电价, 确保价格水平稳定; 实施“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电上网电价, 2020 年暂不上浮, 确保工商业平均电价只降不升。</p>
12 月 30 日	山东 《山东省深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案》	<p>自 2020 年 1 月 1 日起, 山东取消煤电价格联动机制, 将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按山东现行燃煤发电标杆上网电价确定, 浮动幅度范围为上浮不超过 10% (2020 年暂不上浮)、下浮原则上不超过 15%。具体标准为: 基准价每千瓦时 0.3949 元(含税, 下同), 最高上浮价格 0.4344 元(上浮 10%), 最低下浮价格 0.3357 元(下浮 15%)。</p>

资料来源: 各地区政府公告, 长城证券研究所

广东省 2020 年年度电力市场化交易规模同比增长 78%, 交易价差扩大 2.01 厘/度。12 月 11 日, 广东省电力交易中心公布 2020 年年度双边协商电力交易的成交结果。总成交量 2117.13 亿度, 较 19 年成交量 1189.01 亿度增加了 919.12 亿度, 同比增加约 78%。2117.13 亿千瓦时电量, 占到了年度交易总量的 96%。这一数字远远超过了 11 月 20 日广东发改委、南方监管局发布的《关于做好 2020 年广东电力市场中长期交易合同签订工作的通知》中提到的“中长期交易合同电量原则应占全部市场化电量的 90% 以上”目标。总成交均价为 -47.1 厘/度, 较 19 年均价 -45.09 厘/度扩大了 2.01 厘/度。

江苏省 2020 年度电力市场化交易规模同比增长 3.4%, 交易价差扩大 3.62 厘/度。12 月 19 日, 江苏省电力交易中心公布了 2020 年江苏电力市场年度交易结果。总成交量 2420.7 亿度时, 较 19 年 2341.1 亿千瓦时增加了 79.6 亿度, 同比增长约 3.4%。成交均价 365.56 元/兆瓦时, 与煤电标杆电价的价差达 25.44 厘/度, 较 19 年扩大 3.62 厘/度。

安徽省 2020 年度电力市场化交易规模同比增长 28.5%, 交易价差扩大 0.46 厘/度。12 月 19 日安徽省电力交易中心公布了 2020 年安徽电力市场年度交易结果。总成交量 984.57

亿度时，较 19 年 766 千瓦时增加了 218.57 亿度，同比增长约 28.5%。成交均价 346.51 元/兆瓦时，与煤电标杆电价的价差达 37.9 厘/度，较 19 年扩大 0.46 厘/度。

山西规划 2020 年全省电力直接交易规模从 800 上升到 1300 亿千瓦时。按照《山西省放开发用电计划实施方案》和“1105 号文件”的要求，考虑山西省全面放开经营性电力用户的用电特性，2020 年全省电力直接交易规模约 1300 亿千瓦时。山西省能源局 2019 年山西省电力直接交易工作方案，交易规模为 800 亿千瓦时，较 2018 年交易方案增加 150 亿千瓦时。山西省能源局此前发布《2020 年度省调发电企业发电量调控目标预案》征求意见稿，意见稿中提到，风电、光伏机组预安排基准价电量 275 亿千瓦时，占总基准价电量的 39%。风电机组安排基准利用小时 1200 小时，光伏机组安排 900 小时，新投产风电、光伏发电机组根据投产月份按比例安排基准利用小时，除执行基准电价之外的电量全部参与市场化交易，不参与市场交易或未达成交易者按照《山西省可再生能源发电全额保障性收购暨补贴管理办法》执行。全省发电量安排共分为两个部分，分别是市场交易电量 1530.4 亿千瓦时和基准电量 701.11 亿千瓦时。

四川 2020 年电力市场化交易电量从 2018 年的 712 上升到 1000 亿千瓦时。四川省电力市场管理委员会发布了关于征求《四川省 2020 年省内电力市场化交易总体方案》（修订征求意见稿）意见的通知，通知中称，2020 年省内电力市场化交易电量规模在 1000 亿千瓦时左右。

福建 2020 年电力交易规模从 700 上升到 800 亿千瓦时。近日福建工信厅发布 2020 年电力交易方案，规模 800 亿千瓦时左右。2020 年进一步推进现货试点建设方案，争取进入连续结算试运行。福建省工信厅 2018 年 12 月发布了《关于开展 2019 年电力市场交易的通知》，明确 2019 年市场交易电量规模 700 亿千瓦时左右，市场交易总体按照年度和月度两种周期安排。

江西规划 2020 年市场电规模不低于 500 亿千瓦时，占省内火电发电量 50%。江西省能源局发布了《关于印发 2020 年全省电力市场化交易实施方案的通知》，通知中称，2020 年市场化交易电量规模不低于 500 亿千瓦时，占省内火电发电量 50%左右。放开 10 千伏及以上电压等级大工业、四大重点行业（煤炭、钢铁、有色、建材）、省级及以上工业园区、国家级增量配售电业务改革试点区域电力用户发用电计划。原则支持符合条件的高铁、稀土、5G 等产业参与市场化交易。参与市场交易的燃煤发电上网电价按照“基准价+上下浮动”确定，上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价，基准价为每千瓦时 0.4143 元，浮动范围为上浮 10%至下浮 15%，2020 年暂不上浮。

目前已公布方案的 6 省 2020 年市场电规模同比增长 24.4%。广东、江苏、安徽、山西、四川、福建规划 2020 年市场电规模分别同比增长 30.0%、7.6%、28.2%、62.5%、40.4%、14.3%，这 6 省合计 2018 年用电量占全社会用电量的 31%。

表 10: 各地 2020 年市场电规模增速

	2019 年市场电规模 (亿千瓦时)	2020 年市场电规模 (亿千瓦时)	同比增长
广东	2000	2600	30.0%
江苏	2926	3150	7.6%
安徽	776	995	28.2%
山西	800	1300	62.5%
四川	712	1000	40.4%
福建	700	800	14.3%
合计	7914	9845	24.4%

资料来源：各地电力交易中心，长城证券研究所

测算广东、江苏、安徽 2020 年火电不含税平均上网电价同比下降 3.5%、1.9%、1.1%。平均上网电价下降的原因包括：1) 市场电占比上升。广东 2020 年市场电占比从 56% 上升到 73%；江苏 2020 年市场电占比从 67% 上升到 72%；安徽 2020 年市场电占比从 30% 上升到 36%。2) 2020 年起，市场电价中包含超低排放电价，市场电上网电价下降。广东、江苏、安徽 2020 年火电含税市场电上网电价同比下降 2.9%、2.6%、2.1%。根据 2019 年 10 月发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，执行“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电电量，基准价中包含脱硫、脱硝、除尘电价。仍由电网企业保障供应的电量，在执行基准价的基础上，继续执行现行超低排放电价政策。燃煤发电上网电价完全放开由市场形成的，上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。即 2020 年起，市场电价中包含超低排放电价。

表 11: 广东、江苏、安徽 2020 年火电平均上网电价降幅测算

	广东	江苏	安徽
煤电标杆电价 (元/千瓦时)	0.4530	0.391	0.3844
2019			
全部市场化电量 (亿千瓦时)	2000	2926	776
年度	1189	2341	766
月度	566	585	10
其他	245		
市场化电量折价幅度 (元/千瓦时)			
年度	-0.0451	-0.0218	-0.0379
月度	-0.0349	-0.0342	-0.0379
其他			
火电发电量 (亿千瓦时)	3155	4347	2633
市场化电量占比	55.6%	67.3%	29.5%
平均上网电价 (元/千瓦时)	0.4377	0.3826	0.3812
市场电	0.4192	0.3747	0.3545
非市场电	0.4610	0.3990	0.3924
2020E			
全部市场化电量 (亿千瓦时)	2600	3150	994.57
年度	2117	2420.7	984.57
月度	217	729.3	10
其他	266		
市场化电量折价幅度 (元/千瓦时)			
年度	-0.0471	-0.0254	-0.0374
月度	-0.0330	-0.0280	-0.0374
其他			
火电发电量 (亿千瓦时)	3186.55	4390.47	2764.65
市场化电量占比	73.3%	71.7%	36.0%
平均上网电价 (元/千瓦时)	0.4216	0.3746	0.3761
市场电	0.4072	0.3650	0.3470
非市场电	0.4610	0.3990	0.3924

平均上网电价同比降幅（含税）	-3.7%	-2.1%	-1.4%
平均上网电价同比降幅（不含税）	-3.5%	-1.9%	-1.1%

资料来源：各地电力交易中心，Wind，长城证券研究所

煤价：2020年，煤炭产量增速有所下滑，而火电发电量增速上升，预计全年现货煤价中枢在550元/吨附近

截至2018年年底，累计退出煤炭落后产能8.1亿吨/年，提前完成“十三五”去产能目标任务。2016年以来，按照党中央、国务院关于供给侧结构性改革的决策部署，在钢铁煤炭行业化解过剩产能和脱困发展工作部际联席会议的统筹协调下，煤炭行业认真贯彻《国务院关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》（国发〔2016〕7号），加快退出资源枯竭、安全保障程度低、环保质量不达标的煤矿和长期停工停产的“僵尸企业”。

2018年年底全国30万吨/年以下小煤矿产能1.7亿吨，是后续煤炭去产能的重要方向。2019年8月28日，国家发改委网站发布了关于印发《30万吨/年以下煤矿分类处置工作方案》的通知。《通知》指出，通过三年时间，力争到2021年底全国30万吨/年以下煤矿数量减少至800处以内，华北、西北地区（不含南疆）30万吨/年以下煤矿基本退出，其他地区30万吨/年以下煤矿数量原则上比2018年底减少50%以上。截止2019年9月，30万吨/年以下（不含30万吨/年，下同）煤矿数量仍有约2100处，淘汰落后产能、破除无效低效供给的任务依然较重。从行业发展趋势看，煤炭去产能由总量去产能转向结构性去产能、系统性优产能，需要继续淘汰落后产能，有序释放先进产能，进一步推动煤炭行业转型升级。从小煤矿自身情况看，30万吨/年以下煤矿普遍生产效率低、技术装备水平低、安全保障程度低。从煤炭供需形势看，晋陕蒙宁新等重点产煤省（区）优质先进产能逐步释放，北煤南运通道建设加快，为煤炭调入地区调整产业结构、加快退出30万吨/年以下煤矿创造了有利条件。

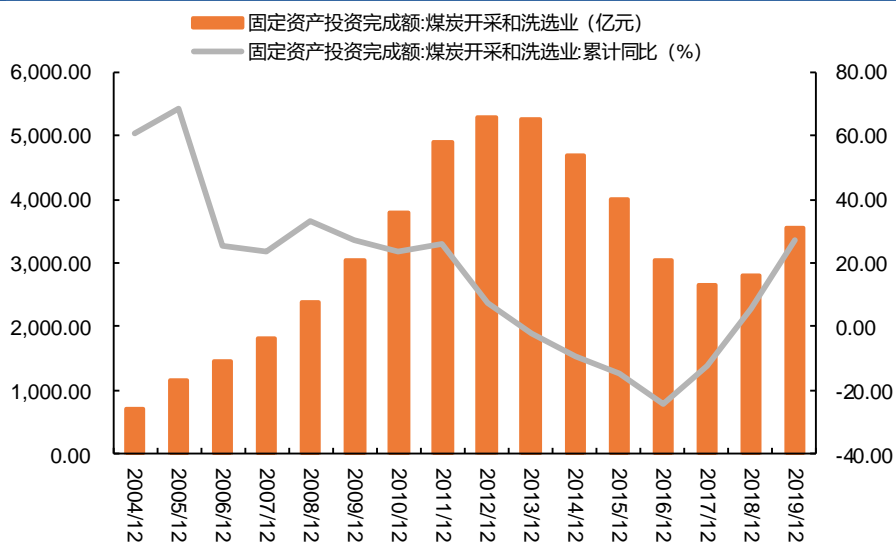
表 12：2018 年年底煤矿产能情况

亿吨	煤矿产能	其中 30 万吨/年以下产能	占比
生产煤矿	35.27	1.39	3.9%
建设煤矿	10.56	0.35	3.3%
合计	45.83	1.73	3.8%

资料来源：国家能源局，长城证券研究所

煤炭行业固定资产投资从2013到2017年处于下降周期，预示2020年煤矿投产进度下降。2011~2019年，煤炭行业固定资产投资增速分别为26%、8%、-2%、-10%、-14%、-24%、-12%、6%、27%。考虑到煤矿产能建设周期在3~5年，目前在建的矿井正是3~5年前煤矿投资增速下行周期时建设的，预计后续煤矿投产进度下降。

图 17: 煤炭行业固定资产投资



资料来源: Wind, 长城证券研究所

2020 年, 煤炭产量增速有所下滑, 而火电发电量增速上升, 预计全年现货煤价中枢在 550 元/吨附近。2019 年前 11 月, 原煤产量同比增长 4.5% 至 34.1 亿吨, 进口煤同比增长 9.3% 至 3.0 亿吨。2020 年 30 万吨/年以下小煤矿去产能继续推进, 前期煤炭行业投资下降致产能释放变慢。预计 2020 年火电发电量增速从 1.9% 上升到 2.5%。

图 18: 秦皇岛港动力煤 (Q5500) 平仓价

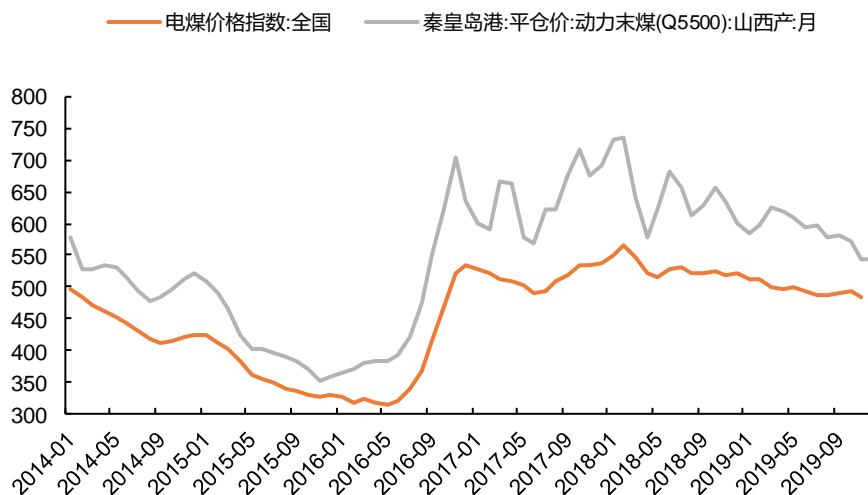


资料来源: Wind, 长城证券研究所

模拟测算: 假设 2020 年煤电平均含税上网电价同比下降 1.9%, 煤炭现货价达到 550 元/吨, 则度电利润总额同比增长 5%

由于存在长协煤机制，电煤价格指数波动幅度约为秦皇岛港动力煤波动幅度的 55%。以 2018/2~2019/11 的数据测算，电煤价格指数下降幅度约为秦皇岛港动力煤下降幅度的 57.4%；以 2018/5~2019/11 的数据测算，电煤价格指数下降幅度约为秦皇岛港动力煤下降幅度的 54.6%。

图 19: 秦皇岛动力煤 (Q5500) 平仓价与全国电煤价格指数



资料来源: Wind, 长城证券研究所

假设 2020 年煤电市场电规模同比增长 20%，平均含税上网电价同比下降 1.9%，秦皇岛港 5500 大卡煤炭现货价 550 元/吨（同比下降 6.3%），则度电利润总额同比增长 5%至 0.0247 元/度。由于煤炭现货价的波动只有 55%能传导到电煤价格指数，以及燃料成本占营业成本的 64%；根据测算，含税上网电价每下降 1.0%，需要煤炭现货价下降 3.2%来抵消。年均秦皇岛港 5500 大卡现货价（元/吨）、含税平均上网电价增速同比增长对 2020 年煤电度电利润总额增速影响的模拟测算见下表。

表 13: 2020 年煤电度电利润总额测算

煤电	2018	2019E	2020E
市场化率	42.81%	52.81%	63.37%
市场交易平均电价（元/度）	0.3383	0.3404	0.3364
市场电较计划电上网电价降幅（元/度）	0.0428	0.0407	0.0448
计划电上网电价（元/度）	0.3811	0.3811	0.3811
平均上网电价（元/度，含税）	0.3628	0.3596	0.3528
同比增长		-0.9%	-1.9%
度电收入（元/度，不含税）	0.3119	0.3162	0.3122
同比增长		1.4%	-1.3%
度电成本（元/吨）	0.2873	0.2787	0.2736
固定成本	0.1007	0.1007	0.1007
燃料成本	0.1866	0.1780	0.1730
年均电煤价格指数（元/吨）	531.04	495.36	478.15
同比增长		-6.7%	-3.5%
年均秦皇岛港 5500 大卡现货价（元/吨）	646.76	587.08	550.00
同比增长		-9.2%	-6.3%

度电毛利 (元/度)	0.0246	0.0375	0.0385
度电费用 (元/度)	0.0138	0.0138	0.0138
度电利润总额 (元/度)	0.0107	0.0236	0.0247
同比增长		120.0%	4.5%

资料来源: Wind, 长城证券研究所

表 14: 2020 年煤电度电利润总额增速测算模拟运算表

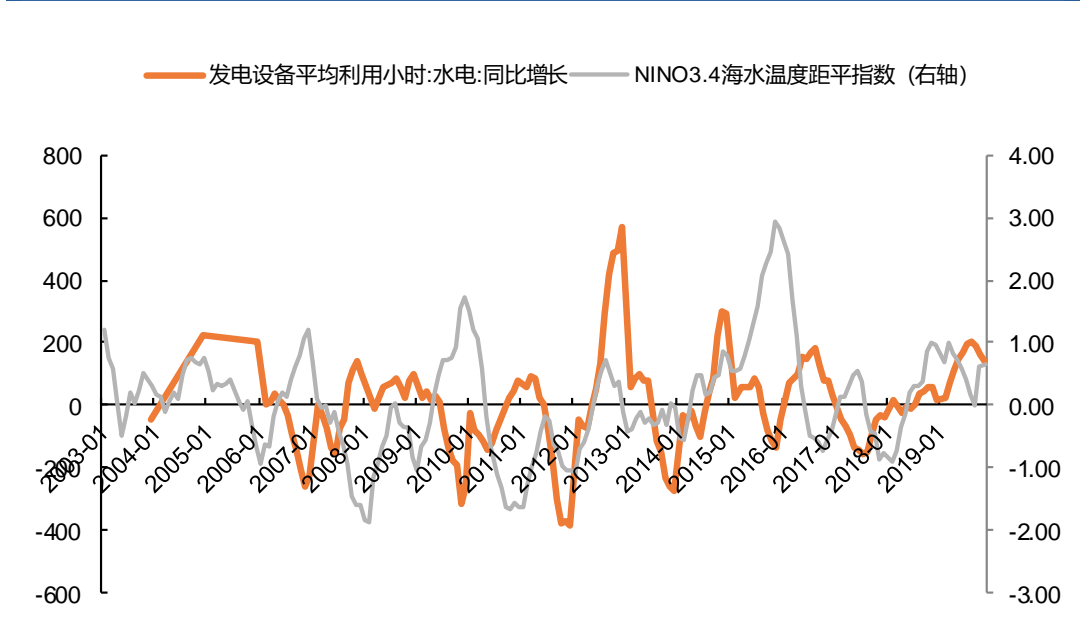
年均秦皇岛港 5500 大卡现货价 (元/吨)\含税平均上网电价增速同比增长	0.1%	-0.4%	-0.9%	-1.4%	-1.9%	-2.4%
500	66.92%	60.19%	53.46%	46.73%	40.00%	33.27%
510	59.82%	53.09%	46.36%	39.63%	32.90%	26.17%
520	52.72%	45.99%	39.26%	32.53%	25.80%	19.07%
530	45.62%	38.89%	32.16%	25.43%	18.70%	11.97%
540	38.52%	31.79%	25.06%	18.33%	11.60%	4.87%
550	31.42%	24.69%	17.96%	11.23%	4.50%	-2.23%
560	24.32%	17.59%	10.86%	4.13%	-2.60%	-9.33%
570	17.22%	10.49%	3.76%	-2.97%	-9.70%	-16.43%
580	10.12%	3.39%	-3.34%	-10.07%	-16.80%	-23.53%
590	3.02%	-3.71%	-10.44%	-17.17%	-23.90%	-30.63%
600	-4.08%	-10.81%	-17.54%	-24.27%	-31.00%	-37.73%

资料来源: Wind, 长城证券研究所

4. 水电: 根据厄尔尼诺情况, 预计 2020 年上半年来水偏平

从历史数据来看, 厄尔尼诺衰减年水电来水较好。厄尔尼诺发生的第二年通常厄尔尼诺现象会有所衰减。从历史数据来看, 2005、2007、2010、2012、2016、2017 年 NINO3.4 海水温度距平指数出现下降, 厄尔尼诺现象衰减。伴随厄尔尼诺衰减的过程中, 水电利用小时均出现上升态势。

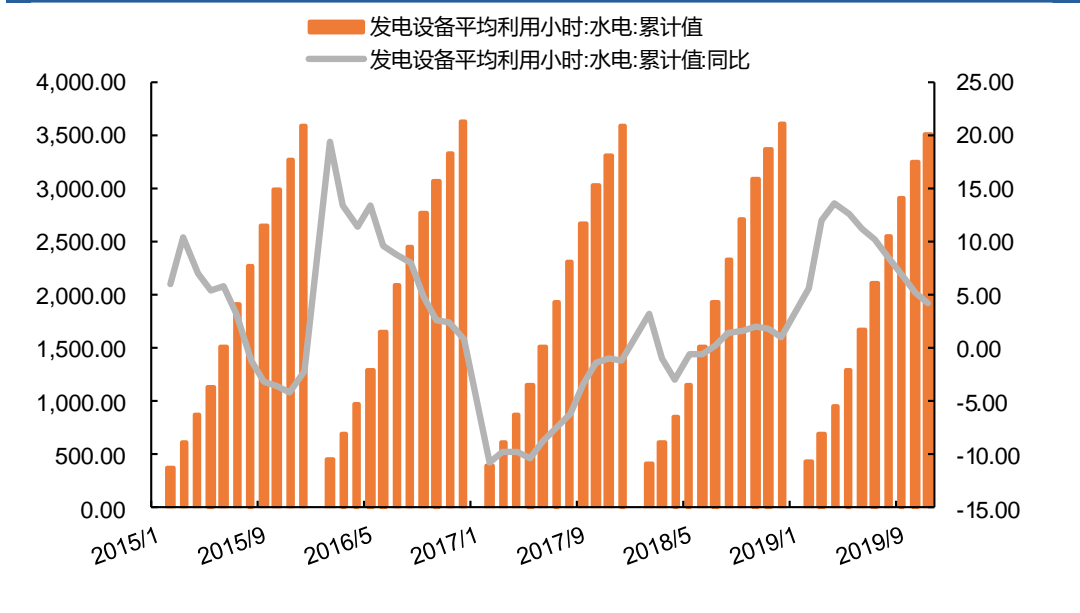
图 20: NINO3.4 海水温度距平指数与水电利用小时同比增长



资料来源: 美国海洋及大气管理局, Wind, 长城证券研究所

根据厄尔尼诺情况, 预计 2020 年上半年来水偏平。美国气象预测中心预计 2019-20 冬季 70% 概率下, 北半球处于厄尔尼诺中性趋势, 65% 概率下延续到 2020 年春季。2019 年上半年, 水电利用小时同比增长 11%, 来水明显偏丰; 在 2020 年上半年厄尔尼诺中性的假设下, 预计 2020 年上半年来水偏平。

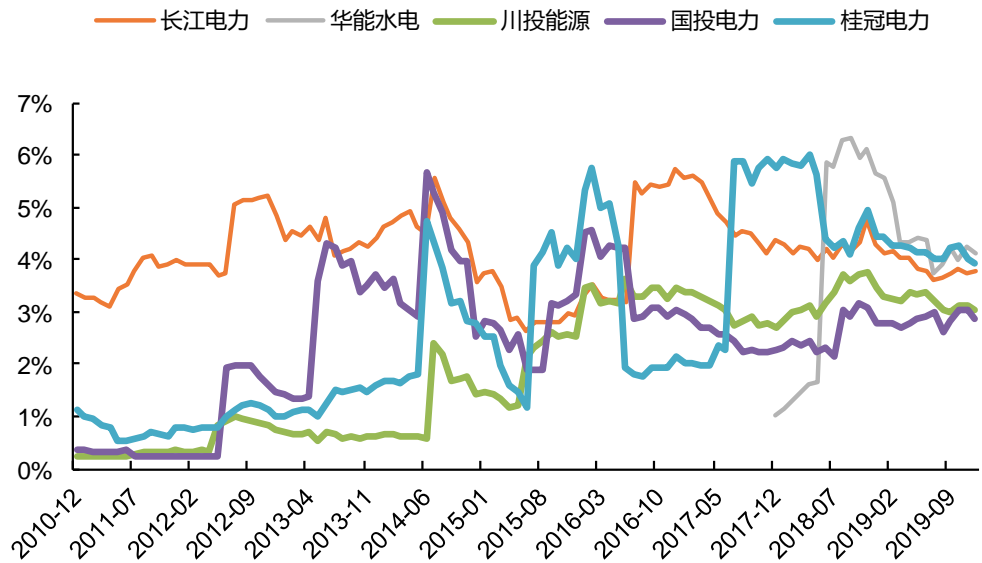
图 21: 月度水电利用小时情况



资料来源: Wind, 长城证券研究所

目前龙头水电股股息率水平在 3~4% 附近。从龙头股 (长江电力、桂冠电力、国投电力、华能水电、川投能源) 的股息率情况来看, 目前股息率在 3~4% 附近, 而历史上最高股息率水平达到 5~6%。

图 22: 龙头水电股股息率



资料来源: Wind, 长城证券研究所

5. 投资建议

投资建议: 1) **火电:** 煤价对冲上网电价下行压力。市场电推进加速, 平均上网电价承受压力。目前已公布方案的 6 省 2020 年市场电规模同比增长 24.4%。测算广东、江苏、安徽 2020 年火电不含税平均上网电价同比下降 3.5%、1.9%、1.1%。2020 年, 煤炭产量增速有所下滑, 而火电发电量增速上升, 预计全年现货煤价中枢在 550 元/吨附近。建议关注全国性火电龙头华电国际、国电电力等; 区域性优质火电标的京能电力、建投能源、皖能电力、长源电力等。2) **水电:** 根据厄尔尼诺情况, 预计 2020 年上半年来水偏平。目前龙头水电股股息率水平在 3~4% 附近, 仍有价值属性。建议关注长江电力、国投电力、川投能源、桂冠电力等。

风险提示: 上网电价下降或超预期, 煤价水平或超预期, 来水或低于预期等

研究员承诺

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，在执业过程中恪守独立诚信、勤勉尽职、谨慎客观、公平公正的原则，独立、客观地出具本报告。本报告反映了本人的研究观点，不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接收到任何形式的报酬。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于 2017 年 7 月 1 日起正式实施。因本研究报告涉及股票相关内容，仅面向长城证券客户中的专业投资者及风险承受能力为稳健型、积极型、激进型的普通投资者。若您并非上述类型的投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研究报告中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

免责声明

长城证券股份有限公司（以下简称长城证券）具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格。

本报告由长城证券向专业投资者客户及风险承受能力为稳健型、积极型、激进型的普通投资者客户（以下统称客户）提供，除非另有说明，所有本报告的版权属于长城证券。未经长城证券事先书面授权许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布，亦不得作为诉讼、仲裁、传媒及任何单位或个人引用的证明或依据，不得用于未经允许的其它任何用途。如引用、刊发，需注明出处为长城证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向他人作出邀请。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

长城证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。长城证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

长城证券版权所有并保留一切权利。

长城证券投资评级说明**公司评级：**

强烈推荐——预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅 15%以上；
推荐——预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅介于 5%~15%之间；
中性——预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅介于-5%~5%之间；
回避——预期未来 6 个月内股价相对行业指数跌幅 5%以上

行业评级：

推荐——预期未来 6 个月内行业整体表现战胜市场；
中性——预期未来 6 个月内行业整体表现与市场同步；
回避——预期未来 6 个月内行业整体表现弱于市场

长城证券研究所

深圳办公地址：深圳市福田区福田街道金田路 2026 号能源大厦南塔楼 16 层

邮编：518033 传真：86-755-83516207

北京办公地址：北京市西城区西直门外大街 112 号阳光大厦 8 层

邮编：100044 传真：86-10-88366686

上海办公地址：上海市浦东新区世博馆路 200 号 A 座 8 层

邮编：200126 传真：021-31829681

网址：<http://www.cgws.com>