

电力行业

报告日期: 2019年1月9日

新能源悲观预期或反转, 核电新项目或重启

——电力行业深度报告暨 2019 年投资策略



郑丹丹 执业证书编号: S1230515060001
: 021-80108040
: zhengdandan@stocke.com.cn

高志鹏 执业证书编号: S1230518090005
021-80105923
gaozhipeng@stocke.com.cn

细分行业评级

电力 看好

报告导读

中长期来看,用电量增长有望维持中低增速,为国内能源结构调整提供了较好的时间窗口,清洁能源替代传统能源才是行业大势。

投资要点

□ 用电量增速或下行, 装机结构有望持续优化

回顾 2018 年,用电量增速显著超出官方预期,我们认为,气候因素具有较大的影响程度,因此可能无法持续。展望 2019 年,用电量增速有望回归合理,我们预计 2018-2020 年用电量增速分别为 8.4%、4.0%和 4.8%,火电、水电、核电、风电、光伏等主要电源 2019 年发电量增速分别为 2.11%、2.62%、21.11%、15.6%、31.1%,火电以外的电源装机利用小时数均有望稳步改善。

□ 新能源运营商估值隐含的悲观预期有望反转

新能源发电已经初具规模,但光伏发展过快导致补贴缺口持续放大,一定程度上使得相关公司采用公用事业逻辑和成长逻辑估值出现失效的情形。结合 FCFE 模型,我们认为,典型光伏项目补贴能否如期到账,将显著影响相关公司的当前内在价值。同时认为,补贴资金会尽管被拖欠但绝不会缺席,决策层更不会随意调整存量项目补贴力度。因此预计,后续随着配额制及绿证等系列政策落地,市场对于新能源运营商的悲观预期有望反转。

□ 火电反转仍将持续, 核心看煤价下行力度

需求预期是引导火电反转的核心因素,2018 年正是由于官方需求预期提升,导致煤炭产能加速释放,我们预计 2018、2019 年国内原煤产量增速分别有望达到 4%、3%以上;基于动力煤供需平衡测算,预计 2019 年动力煤整体供需情况将进一步缓和,煤价有望进一步回归合理区间,带动火电反转持续。

□ 核电进入并网大年替代效应明显, 新项目重启确定行业成长性

2018 和 2019 年国内累计有近 13GW 核电装机商运,将显著提升沿海四省(粤鲁苏浙)电力装机规模,对火电产生一定替代效应。鉴于此,我们认为,此前基于沿海电厂日耗推测宏观经济运行的逻辑在 2018 年下半年和 2019 年上半年将面临失效的风险。核电机组的商运将为后续核电项目新建提供重要的业绩参考,如顺利新建新机组,核电设备企业有望迎来业绩放量。

□ 水电盈利相对稳定, 潜在分红比率提高或拉升估值

在电价不调整的前提下,短期来水波动对水电运营板块整体估值水平影响不大,但系统性的变化导致利用小时数的提升或将影响估值水平。此外,基于长江电力经验来看,市场更加偏好给予高比例稳定分红标的更高的估值,因此我们认为,后续具备提高分红比例的标的有望在未来两年迎来估值提升。

□ 投资建议

建议关注上述投资机会,及福能股份、华电国际、东方电气、中国核电等个股。

□ 风险提示

能源结构调整或不达预期,气候变化或偏离预期,煤炭产能释放或低预期。

公司推荐

福能股份	买入
华电国际	买入
东方电气	增持
中国核电	增持

相关报告

- 1《电力行业系列报告 9: 配额制征求意见再发, 或助消除不确定性》2018.09.26
- 2《20180913 浙商证券电力行业系列报告 8 电力过剩与紧张矛盾吗?》2018.09.14
- 3《电力行业系列报告 7: 气候因素是 2018 年上半年用电量加速增长主因》2018.08.15

报告撰写人: 郑丹丹、高志鹏

正文目录

1. 用电量增速或下行，装机结构有望持续优化	5
1.1. 2018 年较高水平用电量增速或不可持续	5
1.2. 未来三年用电量增速有望维持在 4%-6% 的合理区间	6
1.3. 清洁能源替代是长期趋势，装机结构有望持续优化	8
2. 新能源运营商估值隐含的悲观预期将反转	11
2.1. 新能源补贴缺口持续放大，是当前行业发展亟需解决的最大隐患	11
2.2. 配额制与绿证有望实施以解决消纳与补贴回流	13
2.3. 典型公司隐含悲观预期有望修复	14
3. 火电反转仍将持续，核心看煤价下行力度	20
3.1. 需求预期是引导煤炭产能释放、价格下行的核心因素	20
3.2. 需求预期回升传导有效，煤炭产能、产量加速释放	21
3.3. 供需形势反转持续，煤价下行利好火电盈利改善	25
4. 核电进入并网大年替代效应明显，新项目重启确定行业成长性	26
4.1. 近 13GW 核电装机于 2018-2019 年商运，替代效应将显著提升	26
4.2. 时隔逾三年，核电新项目有望重启	26
5. 水电盈利相对稳定，潜在分红比率提高或拉升估值	29
5.1. 成本稳定，盈利受电价及来水影响	29
5.2. 系统性抬升利用小时及稳定分红预期对估值改善空间更大	32
6. 投资建议	33
6.1. 总体投资逻辑	33
6.2. 重点推荐	33
福能股份（600483）：风核互济，资产质量有望持续做强，“买入”评级	33
华电国际（600027）：火电反转持续，公司业绩弹性有望凸显，“买入”评级	34
东方电气（600875）：盈利水平改善明显，期待海外与新能源持续拓展，“增持”评级	34
中国核电（601985）：2018 机组“四连发”，推动股权激励彰显发展信心，“增持”评级	35
风险提示	35

图表目录

图 1: 近年来全国全社会用电量水平分月统计（万亿度）	5
图 2: 近年来全国全社会用电量水平分月增速统计	5
图 3: 近 3 年上半年气候气温因素电量分解（亿度）	5
图 4: 2001-2017 用电量增速与 GDP 增速变动趋势	6
图 5: 2001-2017 单位 GDP 能耗变动趋势	7

图 6: 2001-2017 三次产业对 GDP 增速贡献统计	7
图 7: 2005-2017 三次产业单位 GDP 电耗 (度/元)	8
图 8: 2010-2020 分结构新增装机统计与预测	9
图 9: 我国光伏装机容量地理分布 (截至 2018 年三季度末)	11
图 10: 我国风电装机容量地理分布 (截至 2018 年三季度末)	11
图 11: 2013-2018 年国内光伏新增装机统计与预测	11
图 12: 近年来太阳能应收账款变动统计 (期末, 亿元)	13
图 13: 近年来节能风电应收账款变动统计 (期末, 亿元)	13
图 14: 经典 FCFF 折现模型公式及说明	15
图 15: 基于经典公式简化后的 FCFF 模型	16
图 16: 实体现金流量计算及简化过程	17
图 17: 1GW 光伏发电项目生命周期内现金流分布预测 (横轴: 年; 纵轴: 现金流, 亿元)	18
图 18: 2017H1-2018H1 国内煤炭产能变动统计	21
图 19: 2017 与 2018 年各月煤炭产量对比 (亿吨)	24
图 20: 2008-2018 中国核电在建工程规模统计 (亿元)	27
图 21: 2017 年黔源电力水电成本占比	29
图 22: 2016 年黔源电力水电成本占比	29
图 23: 长江电力 2014-2017 单位装机成本变动统计	29
图 24: 华能水电 2014 年以来收入与电价统计	30
图 25: 云南 2016-2018 市场化交易电量统计	31
图 26: 云南 2016-2018 市场化交易电价统计	31
图 27: 长江电力 2011-2017 利用小时数与度电毛利变动统计	31
图 28: 长江电力利用小时数与股价变动	32
图 29: 长江电力 2004-2018 估值水平变动统计	32
表 1: 国外主要经济组织对中国 2017-2019 年 GDP 增速预测	7
表 2: 2010-2017 国内电力装机与用电量增速统计及对利用小时数影响	8
表 3: 主流电源类型建设成本统计及潜在成本变动趋势判断	9
表 4: 2015-2020 国内用电量及主要发电结构变动统计与预测	10
表 5: 国内可再生能源补贴基金代征及缺口统计 (亿元)	12
表 6: 电力发展“十三五”规划中相关目标完成情况	12
表 7: 非水可再生能源电力配额指标与激励指标	13
表 8: 长江电力与可比公司 2017 年现金流关键数据测算 (2019.01.02)	17
表 9: 1GW 光伏项目装机现金流量情况测算	18
表 10: 三种情形下 1GW 光伏项目内在价值测算	19
表 11: 需求预期错配对煤价影响	20
表 12: 2017 与 2018 年煤电行业主流认知与工作目标计划对比	21
表 13: 2018 年中各省在产产能数据 (万吨/年, 井)	22
表 14: 2018 年上半年在建状态产能类型统计	23
表 15: 2018 年上半年处于联合试运转状态产能类型统计	23
表 16: 2018 年上半年产能释放结构统计 (万吨)	23
表 17: 2018 年下半年产能释放结构预测 (万吨)	24
表 18: 2015-2020 国内动力煤供需测算平衡统计与预测	25
表 19: 主要火电企业盈利预测及煤价弹性预测	25

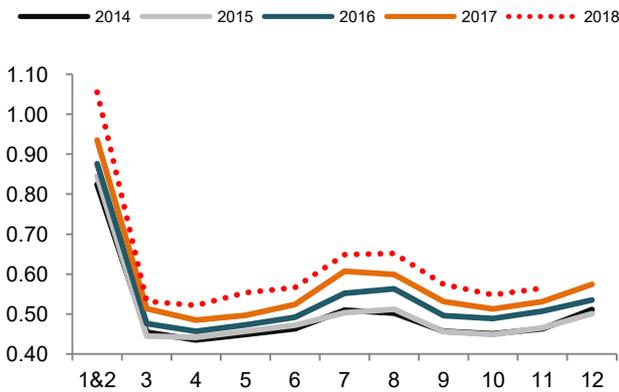
表 20: 2018-2019 国内新增核电商运装机统计及预测 (截至 2019 年 1 月 7 日)	26
表 21: 2015 年核电机组核准时间节点统计	27
表 22: 国内后续核电机组开建年份预计	28

1. 用电量增速或下行，装机结构有望持续优化

1.1. 2018 年较高水平用电量增速或不可持续

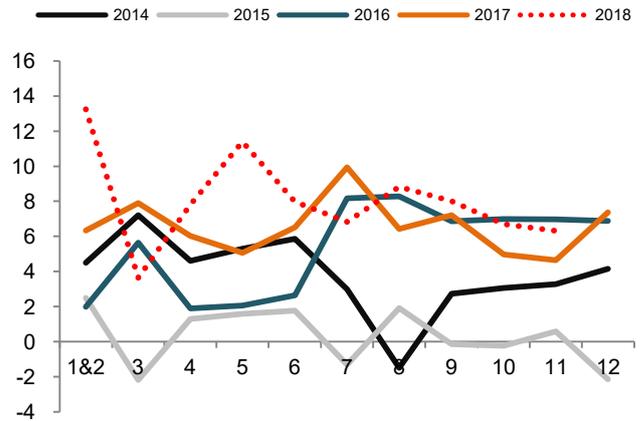
回顾 2018 年，用电量增速持续超预期，但展望 2019 年，我们认为用电量增速有望回落。2018 年 1-11 月，全国全社会用电量累计增速为 8.5%，较 1-10 月 8.7% 的水平略有下滑，但仍维持较高的水平，图 1 与图 2 分别为月度全国全社会用电量水平及单月增速。其中上半年国内全社会用电量累计增速为 9.43%，高于去年同期 6.34% 增速 3 个百分点以上，居于较高水平，7-11 月用电量累计增速为 7.39%，与去年同期 6.67% 水平基本相当，可见上半年用电量增速水平是拉升整体全年用电量增速的主要原因。

图 1：近年来全国全社会用电量水平分月统计（万亿度）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

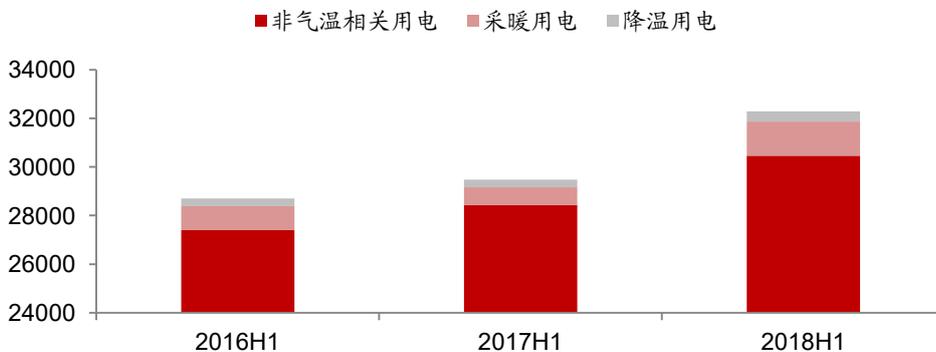
图 2：近年来全国全社会用电量水平分月增速统计



资料来源：Wind、浙商证券研究所

气候因素是上半年用电量维持较高水平的重要原因，长期来看不可持续，2019 年用电量增速水平将较 2018 年高位回落。《中国电力报》于 2018 年 8 月 6 日发布国网能源研究院相关研究《三大主因拉动用电快速增长》，根据该文章的相关测算和统计图表分析，非气候因素对 2017 年上半年和 2018 年上半年用电量增速影响分别为 7% 和 7.22%，影响用电量增速提升 0.22 个百分点，而 2017 年上半年和 2018 年上半年气候因素对用电量增速的影响分别为 -0.66% 和 2.21%，影响用电量增速提升 2.87 个百分点。因此我们判断，2018 年上半年用电量增速由去年同期的 6.34% 上升到 9.43% 的主要原因，就在于天气的影响。图 3 为近 3 年上半年气温因素电量拆解情况。

图 3：近 3 年上半年气候气温因素电量分解（亿度）

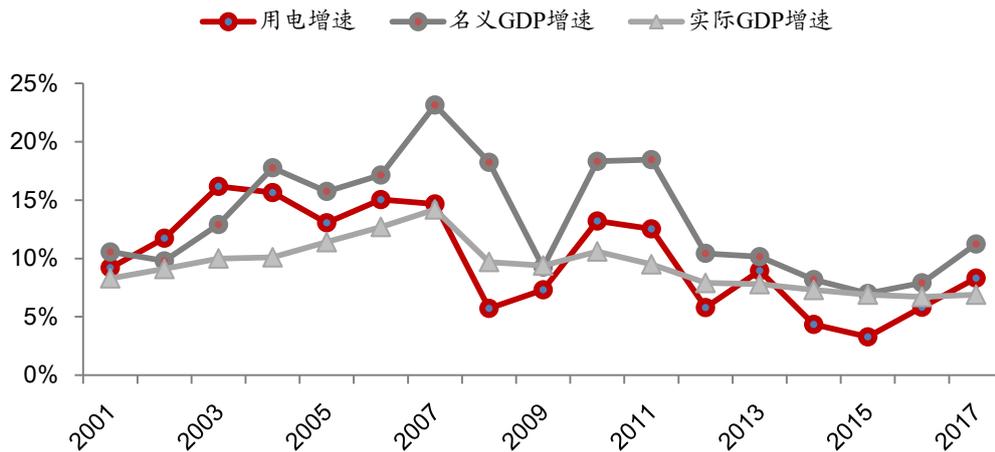


资料来源：《中国电力报》、浙商证券研究所

1.2. 未来三年用电量增速有望维持在 4%-6%的合理区间

用电量增速与名义 GDP 变动趋势更为相近。从以往的历史经验来看，用电量增速与名义 GDP 增速之间的变动趋势更为相似，我们认为这种情况较为合理，因为短期的生产经营和生活消费大概率会受到货币幻觉的影响，进而带动用电需求的波动。图 4 为 2001-2017 用电量增速与名义 GDP 增速和实际 GDP 增速之间的走势图，考虑数据可得性及延续性，我们分别选取统计局公布的年度电力终端消费量、GDP 现价、GDP 不变价同比计算用电量增速、名义 GDP 增速和实际 GDP 增速。

图 4：2001-2017 用电量增速与 GDP 增速变动趋势



资料来源：Wind、浙商证券研究所

二者在部分年份仍然会出现背离。2001-2017 年的 17 年间，用电量增速的变动方向并不是完全与名义 GDP 增速变动方向相同，其中 2004 年、2007 年、2009 年、2013 年差异较为明显，而在这些年份，也引起了学术界关于用电量增速是否与 GDP 增速相关的广泛讨论，甚至存在对于 GDP 增速真实性的质疑。我们认为，影响用电量增速的原因很多，长期因素包括，产业结构调整、消费习惯转变、能源替代、技术进步、气候变化等，短期来看会受到经济周期波动、短期外部冲击、天气变化、自然灾害等因素影响，因此用电量增速无法完全与 GDP 增速变动相匹配。

短期扰动因素会逐步消除，长期变化积累将一直持续。中电联于 2014 年初发布的《2014 年度全国电力供需形势分析预测报告》，其中的相关表述为“主要受宏观经济企稳回升、夏季持续高温天气、冬季气温偏暖等影响，前三季度用电增速逐季回升，第三季度最高达 10.9%，第四季度增速回落，仍达到 8.4%，高于全年及上年同期增速”，从中我们不难看出，根据其判断，宏观经济的回暖和天气是影响用电量增速波动的主要原因，如继续从细分情况来看，宏观经济的回暖主要是受益于高耗能产业需求的回暖，其中化工、建材、黑色金属、有色金属四大行业全年合计用电同比增长 6.0%，有效的支撑了当年用电需求，其中 2013 年国内钢产量同比增速为 12% 左右，为 2010 年至今的最高水平，因此我们判断 2013 年的用电量增速，主要受周期性产业产量释放和天气因素带来的波动，而从后续的用电量增速和名义 GDP 增速之间的差距变化来看，用电量增速的提升并没有持续。2007-2010 年之间用电量增速与 GDP 增速变动差异性较大的主要原因我们认为或许更多与金融危机的传导及后续国内应对政策释放有关，而在危机影响逐步减弱后，关于用电量增速与 GDP 增速相关性的学术讨论也有所减弱。

长期来看，经济增长方式的转变或将导致用电量增速长期低于名义 GDP 增速。近年来国内经济增长方式不断调整，节能降耗越来越受到重视，这使得国内单位 GDP 能耗在 2005 年之后便保持着持续下行趋势，如图 5 所示。如横向对比来看，2017 年中国单位 GDP 能耗约为美国的 2.2 倍，在产业结构调整 and 能源效率提升方面依然具备较大的空间，因此，我们判断，长期来看用电量增速或持续低于 GDP 增速，且从 2014 年之后的情况来看，这一趋势一直维持。

图 5：2001-2017 单位 GDP 能耗变动趋势



资料来源：Wind、浙商证券研究所

近年来中国经济总体维持稳中有进的格局，但是近期经济运行稳中有变，外部环境发生明显变化。2008 年之后，中国经济发展总体平稳，且 2017 年 GDP 增速达到 6.9%，实现 2010 年以来的首次增速回升。展望未来数年，我们认为，中国经济稳中有进的总基调将保持不变，产业结构调整的大趋势仍将延续，中国经济整体抗风险能力持续强化。短期外部冲击或将增加经济发展的不确定性，但是只要应对得当，中国经济仍有望在未来数年保持平稳增长的态势。表 1 为国外主要经济组织对中国 2017-2019 年 GDP 增速预测。

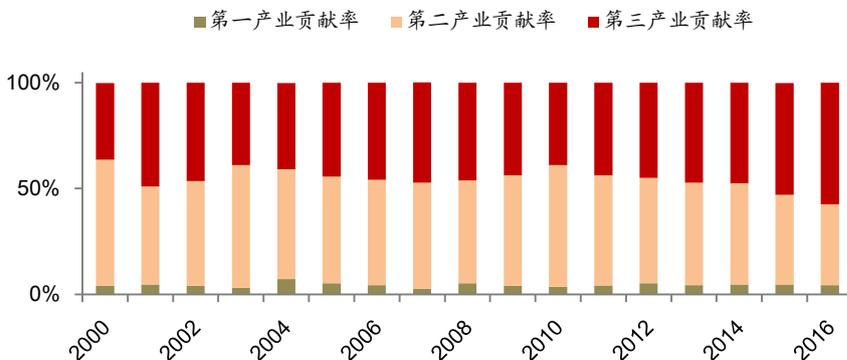
表 1：国外主要经济组织对中国 2017-2019 年 GDP 增速预测

机构名称	2017	2018	2019
IMF	6.80%	6.60%	6.2%
世界银行	6.70%	6.30%	6.0%
亚洲开发银行	6.50%	6.60%	6.3%
OECD	6.80%	6.60%	6.3%

资料来源：主要经济组织相关报告、浙商证券研究所

产业结构持续优化，第三产业对 GDP 增速贡献持续提升。从三次产业协调发展来看，近年来第三产业对经济增速贡献持续提高，至 2016 年其对 GDP 增速贡献已经达到 57.5%，如图 6。此外，从工业产业内部来看，结构优化也在持续推动，2018 年 1-11 月，国内规模以上工业增加值同比增长为 6.3%，但医药制造业、计算机通信及电子、专用设备制造业均保持 10%以上增速，较传统高载能产业保持更强发展动力。

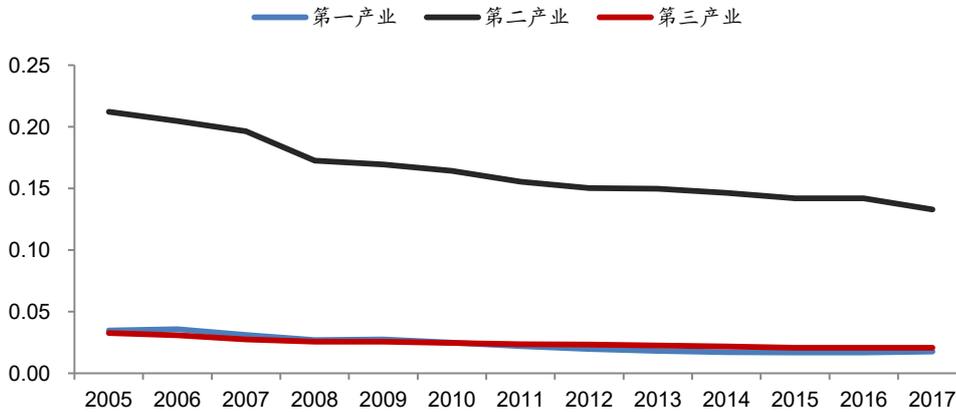
图 6：2001-2017 三次产业对 GDP 增速贡献统计



资料来源：Wind、浙商证券研究所

产业结构调整亦将导致单位 GDP 电耗趋势性下行。根据 2005-2017 年三次产业单位 GDP 电耗统计来看，基本维持下行趋势，如图 7。且行业横向对比来看，第二产业单位 GDP 电耗约为 0.13 度/元，而第三产业和第一产业分别为 0.02 和 0.017 度/元，第二产业单位 GDP 电耗为第一产业和第三产业的 6 倍左右，如考虑第三产业较第二产业维持更高的增长势头，则产业结构优化亦将导致单位 GDP 电耗趋势性下行。

图 7：2005-2017 三次产业单位 GDP 电耗（度/元）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

用电量增速有望维持合理中低水平。展望未来几年，国内 GDP 增速或维持在 5%-7% 的水平，而产业升级仍有望持续推进，考虑第三产业占比持续提升的趋势，以及节能减排带来的单位 GDP 能耗的持续降低，如不考虑外部冲击、短期非可控因素的影响，国内用电量增速有望维持在 4%-6% 的中低增速水平。考虑 2018 年的较高用电量增速基数，我们预计 2019 年用电量增速或在 4% 左右。

1.3. 清洁能源替代是长期趋势，装机结构有望持续优化

电力装机增速应与用电量增速相匹配。在用电量增速保持中低水平的情况下，如果电力装机增速大幅超过用电量增速，将大概率会带来发电设备利用小时数的降低，进而造成产能闲置和资源浪费。表 2 为 2010-2017 国内电力装机与用电量增速统计及对利用小时数影响，其中 2014-2016 电力装机增速显著高于用电量增速，进而造成整体电力装机利用小时数的下滑尤其是火电利用小时数的下滑。

表 2：2010-2017 国内电力装机与用电量增速统计及对利用小时数影响

	水电新增(GW)	火电新增(GW)	核电新增(GW)	风电新增(GW)	光伏新增(GW)	累计装机增速	用电量增速	利用小时	火电利用小时
2010	16.43	58.31	0.00	14.57	0.20	10.56%	14.76%	4,660	5,031
2011	12.83	62.41	1.75	15.28	1.96	9.25%	11.97%	4,731	5,294
2012	16.76	52.36	0.66	12.96	1.07	8.44%	5.60%	4,572	4,965
2013	29.93	36.50	2.21	14.06	11.30	8.95%	7.50%	4,511	5,012
2014	21.80	47.91	5.47	21.01	8.25	9.40%	3.80%	4,286	4,706
2015	16.08	64.00	7.24	29.61	12.82	10.41%	0.52%	3,969	4,329
2016	11.74	48.36	7.20	18.73	34.59	9.23%	5.01%	3,785	4,165
2017	12.87	45.78	2.18	19.52	53.38	7.98%	6.57%	3,786	4,209

资料来源：Wind，浙商证券研究所

火电与水电后续长期成长潜力不大。基于谨慎角度考虑，国内电力装机裕度仍需适度提升，以应对极端情况的出现。从结构来看，国内电力装机主力为火电和水电，二者装机占比分别达到 60.8%和 17.26%，发电量占比分别为 70%和 18%左右。从电力装机清洁化趋势、资源瓶颈限制以及潜在成本降低三个方面来看，二者后续均不具备大规模增长的基础。表 3 为目前主要电源建设成本测算及潜在成本降低趋势判断。

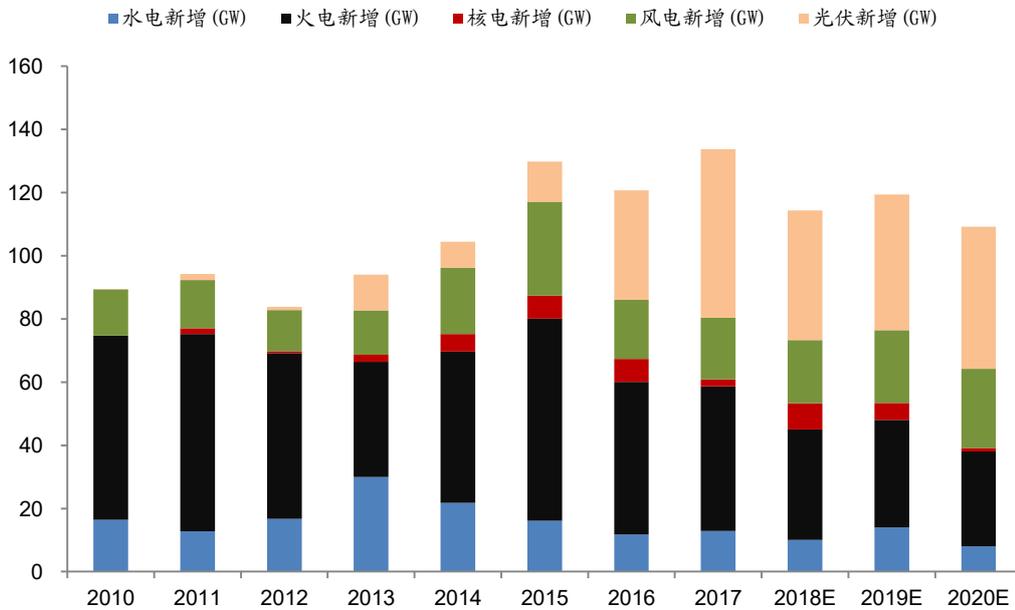
表 3：主流电源类型建设成本统计及潜在成本变动趋势判断

发电形式	建设成本 (元/KW)	度电成本 (元/度)	回收期	寿命	回收期/寿命	成本变动趋势	成本变动驱动因素
燃煤	4000	0.315	11.30	40	28%	波动	煤炭价格变动
水电	10000	0.128	11.94	60	20%	上升	资源限制、材料成本
核电	12500	0.255	10.83	40	27%	下降	成熟堆型的批量建设
风电	6800	0.291	12.48	25	50%	下降	技术进步
光伏	6000	0.55	10.43	25	42%	下降	技术进步

资料来源：主要相关公司公告、浙商证券研究所

从具体结构来看，我们根据火电十三五规划预期判断后续火电新增装机规模大致在年均 33GW 左右；根据水电十三五规划中具体项目建设进度，预计 2018-2020 年水电新增装机分别为 10GW、14GW、8GW；根据当前在建核电项目建设进度，预计 2018-2020 年核电新增装机为 8.3GW、5.4GW、1.2GW；根据光伏各细分结构指标及平价进度推进，预计 2018-2020 年装机分别为 41GW、43GW、45GW；根据此前能源局公布的年度风电开发规划及当前核准未建装机规模，预计 2018-2020 风电设备新增装机容量为 20GW、23GW、25GW。具体细分结构如图 8 所示。

图 8：2010-2020 分结构新增装机统计与预测



资料来源：Wind、浙商证券研究所

基于用电量增速 4-6%、清洁能源装机持续优化的假设，后续国内各类电源发电增速及占比情况如表 4 所示。

表 4：2015-2020 国内用电量及主要发电结构变动统计与预测

	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
用电量 (亿度)	56184.00	59111.20	62758.20	68029.89	70751.08	74147.14
用电量增速%	-0.55%	5.21%	6.17%	8.40%	4.00%	4.80%
火电装机 (GW)	1000.50	1053.88	1106.04	1141.04	1176.04	1206.04
新增装机 (GW)	82.31	53.38	52.16	35.00	35.00	30.00
火电利用小时数	4467	4295	4294	4400	4330	4330
火电发电量 (亿度)	42102.00	43957.70	46115.00	49127.74	50164.76	51572.01
火电发电量增速	-0.56%	4.41%	4.91%	6.53%	2.11%	2.81%
核电装机 (GW)	27.17	33.64	35.82	44.12	49.52	50.67
新增装机 (GW)	7.09	6.47	2.18	8.30	5.40	1.15
核电利用小时数	7336	6952	7082	7295	7386	7550
核电发电量 (亿度)	1707.89	2127.30	2480.70	2855.21	3458.07	3773.43
核电发电量增速	28.86%	24.56%	16.61%	15.10%	21.11%	9.12%
水电装机 (GW)	319.53	332.11	341.19	351.19	365.19	373.19
水电新增装机 (GW)	15.09	12.58	9.08	10.00	14.00	8.00
有效利用率	85.75%	86.19%	87.14%	89.00%	89.50%	90.00%
水电利用小时数	3635	3675	3639	3650	3600	3650
水电发电量 (亿度)	9960.00	10518.40	10819.00	11245.98	11540.88	12127.89
水电发电量增速	-6.42%	5.61%	2.86%	3.95%	2.62%	5.09%
风电装机 (GW)	131.30	148.17	163.67	183.67	206.67	231.67
风电新增装机 (GW)	34.44	16.87	15.50	20	23	25
风电利用小时数	1714.90	1747.09	1965.32	2120	2180	2230
风电发电量 (亿度)	1853	2419.6742	3056.77	3681.87	4254.77	4887.56
风电发电量增速	15.88%	30.58%	26.33%	20.45%	15.56%	14.87%
太阳能装机 (GW)	42.71	77.95	130.31	171.31	214.31	259.31
太阳能新增装机 (GW)	17.65	35.24	52.37	41	43	45
太阳能利用小时数	1157	1097	1135	1180	1210	1230
太阳能发电量 (亿度)	392	662	1182.00	1779.57	2333.02	2912.78
太阳能发电量增速	56.80%	68.88%	78.55%	50.56%	31.10%	24.85%
总装机 (GW)	1521	1646	1777	1891	2012	2121
新增装机 (GW)	157	125	131	114	120	109
利用小时数	3682	3627	3582	3632	3567	3549
发电量 (亿度)	56015	59685	63653	68690	71751	75274
发电量增速	-0.25%	6.55%	6.65%	7.91%	4.46%	4.91%
火电发电量占比	75.2%	73.6%	72.4%	71.5%	69.9%	68.5%
水电发电量占比	17.8%	17.6%	17.0%	16.4%	16.1%	16.1%
核电发电量占比	3.0%	3.6%	3.9%	4.2%	4.8%	5.0%
风电发电量占比	3.3%	4.1%	4.8%	5.4%	5.9%	6.5%
太阳能发电量占比	0.7%	1.1%	1.9%	2.6%	3.3%	3.9%

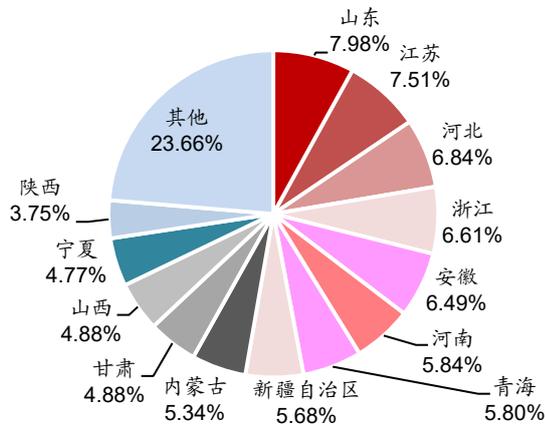
资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

2. 新能源运营商估值隐含的悲观预期将反转

2.1. 新能源补贴缺口持续放大，是当前行业发展亟需解决的最大隐患

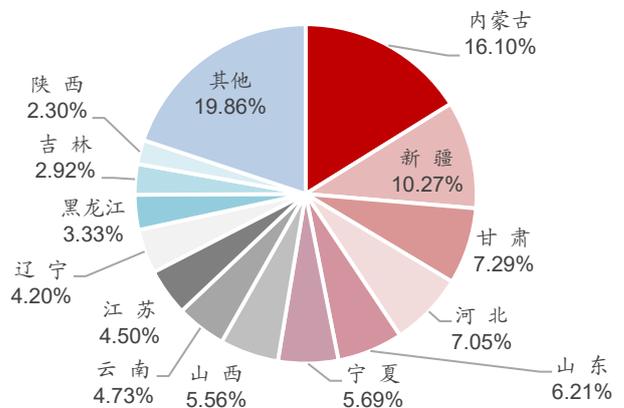
截至目前国内以光伏为首的新能源发电已经初具规模。据国家能源局 2018 年 11 月 19 日发布的统计数据，截至 2018 年三季度末，我国光伏发电总装机已达 164.74GW（电站 117.94GW+分布式 46.80GW）。这当中，山东、江苏、河北装机居前，分别达到 13.14GW、12.37GW、11.27GW，合计装机 36.79GW，占比达到 22.33%，如图 9 所示。据国家能源局 10 月 30 日发布的统计数据，截至 2018 年三季度末，我国风电装机容量累计并网容量已达 176GW，其中，内蒙古、新疆、甘肃、并网容量居前，分别达到 28.32GW、18.06GW、12.82GW，合计并网容量 59.2GW，占比达到 33.65%，如图 10 所示。

图 9：我国光伏装机容量地理分布（截至 2018 年三季度末）



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

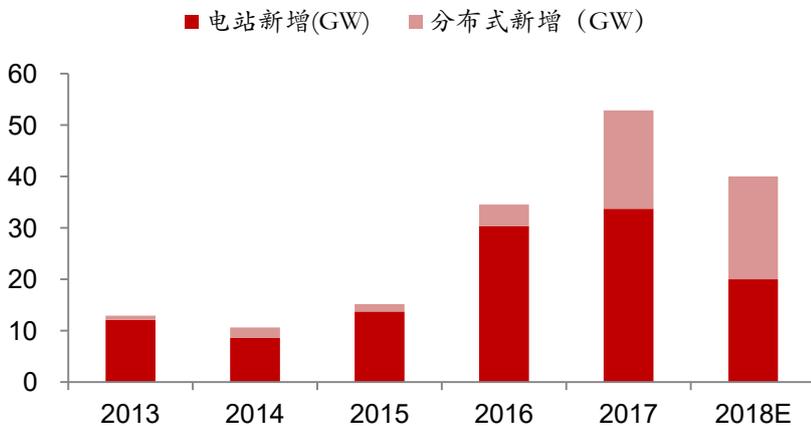
图 10：我国风电装机容量地理分布（截至 2018 年三季度末）



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

从年度光伏新增装机情况来看，2015-2017 年新增装机持续增长。2015-2017 年光伏新增装机规模分别为 15.13GW、34.54GW 和 52.83GW，新增装机规模持续增长，且从结构上看 2017 年分布式光伏放量明显，增长结构持续优化，如图 11 所示。我们认为，产业链制造工艺的持续优化提升是行业快速放量的源动力，但电价机制的滞后调整也在一定程度上带动了节点抢装的现象。

图 11：2013-2018 年国内光伏新增装机统计与预测



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

以光伏为首的新能源发电行业的蓬勃发展，一方面带来了新能源发电制造产业链的繁荣，但另一方面也带来了较大的补贴资金缺口。根据北极星光伏网援引国网能源研究院相关测算，可再生能源补贴缺口在近年来持续放大，2015年之前当年缺口还控制在100亿元以内，但在2015年之后规模快速增长，其预计2018年当年缺口将达到近940亿元，累计缺口将突破2000亿元，如表5所示。我们认为，补贴缺口的持续放大使得全产业链现金流情况存在较大压力，如果长期呈现如此形势，将对行业后续发展造成较大掣肘。

表 5：国内可再生能源补贴基金代征及缺口统计（亿元）

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018E
年需求	232	320	536	700	935	1301	1790
当年代征	196	298	491	515	648	705	853
当年缺口	36	22	45	185	287	596	937
累计缺口	36	58	103	288	575	1171	2108

资料来源：北极星太阳能光伏网、财政部、浙商证券研究所

光伏行业发展速度大幅超出此前“十三五”规划预期是补贴缺口持续放大的主要原因。我们对比，当前国内主要电源装机规模与“十三五”规划的差距，不难看出光伏装机的快速发展导致目前装机规模大幅超出此前对于“十三五”规划的预期，如表6所示。我们认为，如果我们根据此前“十三五”规划的预期确定相应的补贴标准，或许难以满足当前体量光伏装机的补贴强度，进而造成了补贴缺口持续放大的现实情况。

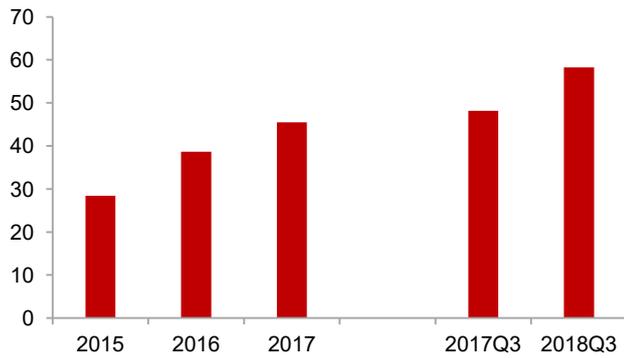
表 6：电力发展“十三五”规划中相关目标完成情况

	2018M11	2020E	目标差距
水电（GW）	346.68	380	8.77%
火电（GW）	1124.8	1210	7.04%
核电（GW）	41.78	58	27.97%
风电（GW）	179.80	210	14.38%
太阳能（GW）	168.44	110	-53.13%
总装机（GW）	1861.5	2000	6.93%

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

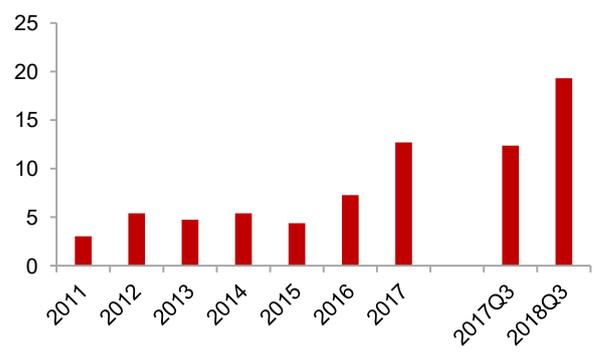
补贴缺口问题是行业发展最大隐患，如不解决，或影响后续投资预期。由于补贴缺口的存在，导致相关新能源运营商整体经营承受了较大的运营压力，其中A股部分民营光伏运营企业已经逐步开始退出该块业务。以风光发电运营的代表性标的太阳能、节能风电为例，从相关财务数据来看，近年来其应收账款持续增加，如图12、图13所示。我们认为，如果该行业情况得不到及时、有效解决，后续或导致部分运营商出现资金链紧张情况，后续资本开支规划也会受到较大影响。

图 12：近年来太阳能应收账款变动统计（期末，亿元）



资料来源：太阳能公告、浙商证券研究所

图 13：近年来节能风电应收账款变动统计（期末，亿元）



资料来源：节能风电公告、浙商证券研究所

2.2. 配额制与绿证有望实施以解决消纳与补贴回流

我们认为可再生能源配额制与绿证有望实施，以应对当前可再生能源补贴缺口较大的现实。其中，配额制的实施有助于进一步缓解弃风、弃光，解决消纳；绿证的实施有望通过补贴市场化的方式，缓解补贴缺口，减轻补贴资金拖欠。

我们预计，《可再生能源电力配额及考核办法》有望于 2019 年初定稿，并正式进行配额考核。根据 2018 年 11 月版的《征求意见稿》（该年度第三次征求意见稿），2019 年度配额指标将于 2019 年一季度发布；按照约束性指标上浮 10% 作为激励性指标，鼓励具备条件的省份自行确定更高的可再生能源比重指标。具体指标要求情况如表 7 所示。

表 7：非水可再生能源电力配额指标与激励指标

省（区、市）	2018 年约束性指标	2018 年激励性指标	2020 年约束性指标	2020 年激励性指标
北京	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
天津	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
河北	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
山西	12.5%	13.8%	14.5%	16.0%
内蒙古	18.0%	19.8%	18.0%	19.8%
辽宁	10.0%	11.0%	10.5%	11.6%
吉林	15.0%	16.0%	16.5%	18.2%
黑龙江	15.0%	16.5%	20.5%	22.6%
上海	2.5%	2.8%	3.0%	3.3%
江苏	5.5%	6.1%	7.5%	8.3%
浙江	5.0%	5.5%	7.5%	8.3%
安徽	9.5%	10.5%	11.5%	12.7%
福建	4.5%	5.0%	6.0%	6.6%
江西	6.5%	7.2%	8.0%	8.8%
山东	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
河南	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
湖北	75.0%	8.3%	10.0%	11.0%

湖南	9.0%	9.9%	13.0%	14.3%
广东	3.5%	3.9%	4.0%	4.4%
广西	4.0%	4.4%	5.0%	5.5%
海南	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
重庆	2.0%	2.2%	2.5%	2.8%
四川	3.5%	3.9%	3.5%	3.9%
贵州	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
云南	11.5%	12.7%	11.5%	12.7%
西藏	不考核	不考核	不考核	不考核
陕西	9.0%	9.9%	12.0%	13.2%
甘肃	15.5%	17.1%	19.0%	20.9%
青海	19.0%	20.9%	25.0%	27.5%
宁夏	18.0%	19.8%	20.0%	22.0%
新疆	14.5%	16.0%	16.0%	17.6%

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

值得一提的是，2018 年国家能源局对配额制公开征求了三次意见，其中当年第二版的修订变化较为引人注目。根据微信公众号“智汇光伏”等行业媒体报道，国家发改委于 2018 年 9 月中旬公布第二版《可再生能源电力配额及考核办法》征求意见稿，和上一版相比，该版本在保障收购电量、补贴等额替代原则等方面做出进一步明确，有助于消除市场对于补贴拖欠甚至无法收回的过渡担忧。

首先，明确保障收购电量安排与范围。根据该征求意见稿第十七条相关表述，电网企业及其他购电主体须按照国家核定的各类非水可再生能源发电的标杆上网电价或竞争配置等方式明确的固定电价（不含补贴部分）收购保障性收购电量，且从具体表述来看，未核定保障消纳小时数的非水可再生能源电量以及保障消纳小时数以内的电量均为保障性收购电量。

其次，明确补贴等额替代原则。根据该征求意见稿第二十四条，绿证交易价格由市场形成，国家可再生能源发展基金向发电企业拨付补贴资金时按照等额替代原则扣减绿证收益。我们认为，这或将有效保证新能源项目的度电收益不低于当前水平。对于公司来说，我们认为如果后续配额制方案按照征求意见稿内容执行推动，**新能源发电补贴绝对量规模将不会减少。**

我们认为，后续配额制与绿证的具体方案或许会有再度更新调整，但从整体来看，补贴市场化与保障存量项目收益水平不变的方向是确定的，存量项目的稳定的收益与现金流的改善值得期待。

2.3. 典型公司隐含悲观预期有望修复

正是由于补贴拖欠问题较为严重，目前 A 股、H 股市场相关新能源运营标的存在较大折价，考虑新能源发电运营性质更接近与水电，部分公司当前市值已经隐含存量补贴大幅削减的预期。正因为如此，我们认为传统相对估值模式对新能源运营商价值评估或存在较大偏离，因此我们试图通过绝对估值的方式，对典型新能源运营标的绝对价值进行评估，以期更合理地判断相关公司的内在价值。

DCF (Discounted cash flow) 折现模型是财务领域应用较为经典绝对估值方法，具体到公司层面可以分为实体现金流量 (FCFF, Free Cash Flow for the Firm) 折现模型和股权现金流量 (FCFE, Free Cash Flow for the Equity) 折现模型。由于 FCFE 模型的使用需要对债务现金流进行细致预测，而大多数公司债务类别较为复杂，具体支付时点我们无法有效预测，因此更多的情况下会选择 FCFF 模型对实体价值进行测算，随后扣减负债价值得到公司股权价值。

经典 FCFF 模型会将整个公司的生命期限划分为两阶段即成长阶段和稳定经营阶段，对应的期限分别叫做预测期和稳定期。其中成长阶段时间大致设定在 5-10 年之间，该阶段内考虑公司具有波动较大的成长性并且需要进行较多的前期投入，我们需要对每一阶段的现金流情况进行细致测算，以用于折现。理想情况下我们需要对公司整个生命周期内每一期的现金流均进行测算，然后逐一折现，但是针对大多数公司 10 年以后的现金流情况的计算是非常复杂和不准确的，因此这种计算方式是低效且无效的，所以在一定期限之后我们会假设公司进入稳定经营阶段 FCF 保持稳定增速。经典 FCFF 折现模型公示如图 14 所示。

图 14：经典 FCFF 折现模型公式及说明

$$P = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} + \sum_{i=n+1}^{\infty} \frac{(1+g)^i}{(1+r)^i} \times FCF$$

$$= \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} + \frac{FCF \times (1+g)}{(r-g)}$$

P-企业的评估值

N-资产（企业）的寿命

g-永续增长率

CF_t -资产（企业）在 t 时刻产生的现金流

r-贴现率-WACC

FCF-预测期最后一年公司自由现金流

资料来源：《公司理财（斯蒂芬 A·罗斯）》（2017 年第 11 版）、浙商证券研究所

对 FCFF 本身来说，WACC 的选取也是一项较为复杂和存在诸多争议的事情，不同的 WACC 会对应差别较大的结果，而这也是 FCFF 折现模型并没有在所有行业内得到大规模推广使用的主要原因之一。此外，对于新能源运营商来说，其并不能严格的满足 FCFF 折现模型的所有要求：首先，由于补贴拖欠的存在，我们无法有效预计存量项目后续现金流分布情况；其次，由于新能源发电行业是清洁能源发电中非常具有前景的一种能源方式，其潜在成长空间较大，对于相应公司来说，增量项目的建设必然会带动后续投资的支出，进一步使得其后续收入利润增长及投融资现金流情况无法稳定预期。因此，我们仍需要进行适当的简化和假设来确定 WACC 与每一期的自由现金流，主要假设如下：

1、基于同类公司隐含 WACC 值，推测谨慎条件下新能源运营商应有 WACC 值。

2、同样基于谨慎考虑，假设相应公司不存在潜在增量项目建设任务，后续投资性现金流为 0。

3、虽然行业弃风率、弃光率持续改善，但我们假设相应公司弃风率、弃光率保持不变，在无新增项目的情况下，收入、利润增速为 0。

4、新能源发电项目稳定运行期限为 25 年，风况、光照条件总体稳定。但从实际情况来看，风电、光伏项目整体运行寿命有望高于设计运行期限。

5、针对补贴拖欠，考虑理想条件、近似现实、极度悲观三种情形下相应公司存量项目现金流情况，分别测算内在价值。

由于在前四条假设中，我们均基于相对谨慎条件出发，整体假设的核心逻辑在于放弃潜在的成长，所以在三种不同情况下测算的内在价值情况均是较为谨慎的，而相应公司在三种不同情况下的合理内在价值均高于我们最终测算值。

基于以上假设，我们可以对经典 FCFF 模型进行相应的简化，主要变化如下：

- 1、整个生命周期均可视为 0 增长的稳定阶段，公式第一部分消失，第二部分 $g=0$ ；
- 2、存量项目生命周期为 25 年，现金流分布期限为 1-25；

基于以上简化，我们省略了较多的复杂测算与估计，比如成长阶段每一期现金流的测算、潜在增量项目投资带来的现金流波动，这可以使得整体预测更易于操作和理解。但我们再次强调，我们的简化是谨慎保守的，简化并不会导致公司价值高估，而针对于非常重要的参数，如 WACC、补贴拖欠对现金流的影响我们将会在后续进行细致测算。简化之后的公式如图 15 所示：

图 15：基于经典公式简化后的 FCFF 模型

$$P = \sum_{t=1}^{25} \frac{FCF}{(1+r)^t}$$

P-企业的评估值

r-贴现率-WACC

FCF-公司生命周期内每年自由现金流

资料来源：《公司理财（斯蒂芬 A·罗斯）》（2017 年第 11 版）、浙商证券研究所

在进行以上简化后，整个模型中我们需要确定的参数仅剩两个：WACC 与 FCF。WACC 的确定中，我们将采用基于市场隐含的 WACC 谨慎推测公司 WACC，而非依据经验主观判断，因为 8%、10%、12% 的 WACC 会导致截然相反的结果，主观经验判断会存在粉饰嫌疑。FCF 的确定，我们也将进行部分简化，同时结合目前补贴拖欠情况，分情况讨论不同情境下的测算。

针对于 WACC，我们采用长江电力当前市值所隐含的 WACC 进行替代。具体测算内容参考表 8。

基于长江电力市值，我们倒推出其隐含的 WACC 为 8.19%，与 A 股其他水电公司对比，长江电力、国投电力、黔源电力三者较为相似，但桂冠电力和华能水电则存在较大差异。我们在前文中提到，DCF 折现模型的应用确实存在非常苛刻的要求，严格来说以上几家公司中仅有长江电力瑕疵最小。相较而言，国投电力体内存在火电资产，且雅砻江中游水电处于建设阶段，存在较大在建工程；黔源电力，虽然为纯粹水电资产，且没有大规模在建投入，但整体来水波动较大；桂冠电力体内亦存在火电资产，带来整体经营波动性，且从年初公告来看，水电已经部分参与市场化，考虑广西电力供给较为充裕，后续市场化对电价影响存在一定不确定性；华能水电，虽然为纯水电资产，但由于云南水电市场化程度较高，在近几年对其经营造成了较大的波动与不确定性，高峰时归母净利润在 2014 年实现 45 亿元，但在 2017 年仅实现约 22 亿元归母净利润，2017 年现金流或无法作为长期稳定情况的参考。

表 8：长江电力与可比公司 2017 年现金流关键数据测算（2019.01.02）

	长江电力	国投电力	桂冠电力	华能水电	黔源电力
WACC 假设	8.192%	8.192%	8.192%	8.192%	8.192%
营业总收入	501.47	316.45	87.75	128.48	24.19
固定资产折旧	122.87	62.36	20.67	45.47	7.95
归母净利润	222.61	32.32	25.11	21.89	3.20
少数股东损益	0.14	33.27	2.94	1.82	2.23
经营活动现金流净额	396.93	181.41	59.45	85.74	15.84
总资产	2993.98	2082.88	412.77	1679.80	171.34
固定资产	2497.02	1344.91	336.69	1032.06	160.65
在建工程	59.87	460.24	22.40	448.76	0.50
总负债	1388.95	1326.83	222.17	1131.55	118.22
市值	3392.40	526.60	331.67	565.20	39.95
折算市值	3392.31	582.81	450.41	219.38	42.25
市值折价率	0.00%	10.68%	35.80%	-61.18%	5.78%
运营实体价值	4750.83	2171.28	711.54	1026.26	189.53
运营实体负债	1356.43	988.55	208.31	788.64	117.85
运营实体股权价值	3394.39	1182.73	503.23	237.63	71.68
归属股东利润占比	99.9%	49.3%	89.5%	92.3%	58.9%

资料来源：Wind，浙商证券研究所

实体现金流是我们简化模型中的又一关键指标，其具体的简化测算过程如图 16 所示。考虑我们此前做出的假设，如考虑后续无新项目建设，资本开支为 0，实体现金流可近似等效为经营活动产生现金流量净额。

图 16：实体现金流量计算及简化过程

$$FCF = EBIT(1 - \text{所得税率}) + \text{折旧及摊销} + \text{递延税} + \text{其他非现金科目} + \text{营运资本变动} - \text{资本开支}$$

$$FCF = \text{净利润} + \text{税后净利息支出} + \text{折旧及摊销} + \text{递延税} + \text{其他非现金科目} + \text{营运资本变动} - \text{资本开支}$$

$$FCF \approx \text{经营活动现金流量净额} - \text{资本开支}$$

资料来源：《公司理财（斯蒂芬 A·罗斯）》（2017 年第 11 版）、浙商证券研究所

下面，我们将对经营活动产生现金流量净额进行调整，这也是我们模型中唯一显得不保守的地方，因此我们将采用三种不同的情景进行后续分析。

对于现金流量的调整，主要出于对新能源补贴基金拖欠这一行业现实情况的考虑。近年来相应新能源运营公司应收账款规模增加较多，这其中我们注意到部分公司应收账款明细中，“个别认定计提坏账准备的组合”占比提升最快，且坏账计提比例为 0，因此我们判断新能源补贴欠款或存在于该明细科目中。由于电网电费结算存在一定周期，因此发电量规模的扩大同样会带来应收账款规模的提升，根据电力行业（包括火电、水电、核电等）其他企业应收账款占比情况来看，这一比例大致在 10%-15%左右，如电费欠款也划分在“个别认定计提坏账准备的组合”中，新能源补贴提升规模需要进行适度扣减。

限于篇幅，此处我们仅讨论 1GW 光伏装机不存在补贴拖欠情况下的实体现金流测算。我们根据主流光伏运营企业和风电运营企业“个别认定计提坏账准备的组合”规模变动，测算出不存在补贴拖欠情况下，相应企业经营活动现金流量净额约为其营业收入的 92%-97%左右，如考虑后续增值税返还及所得税减免的变动，经营活动现金流量净额占营业收入比例仍有望维持在 90%左右规模，据此测算 1GW 光伏电站在利用小时数 1100 左右水平情况下年均经营活动现金流量净额约为 7.25 亿元左右。考虑补贴拖欠，仅能收回燃煤火电标杆电价部分，光伏电站经营活动现金流量情况将出现较大恶化。具体测算流程如表 9 所示。

表 9：1GW 光伏项目装机现金流量情况测算

太阳能及行业相关数据	数据
装机规模 (GW)	1
发电量 (亿度)	10
利用小时	1100
收入 (亿元)	8.06
电价 (元/度, 不含税)	0.85
燃煤标杆电价 (元/度, 不含税)	0.37
推测无补贴经营活动现金流净额 (亿元)	7.25
仅收回燃煤标杆电价情况下现金流 (亿元)	3.5

资料来源：浙商证券研究所

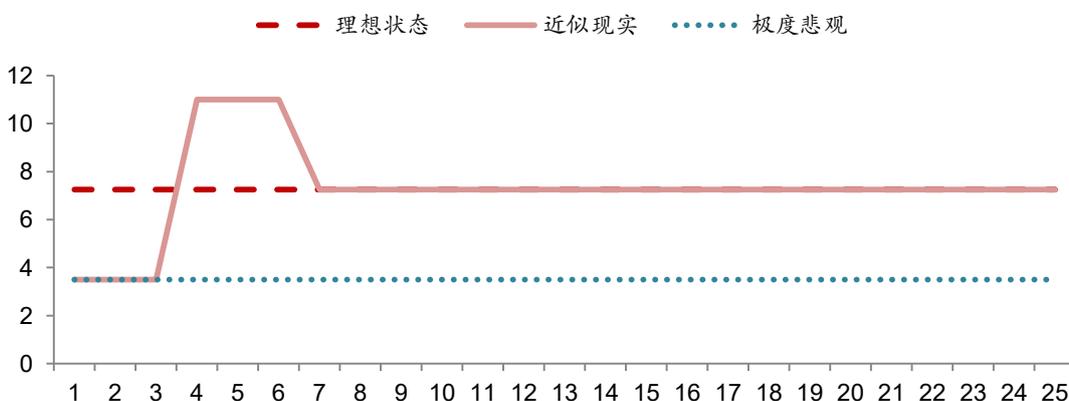
从实际情况来看，补贴拖欠问题在当下确实普遍存在，因此我们进行如下三种假设，以测算不同情形下 1GW 光伏发电项目的实体价值。

1、**理想状态：补贴不存在拖欠。**我们测算，年均经营活动现金流为 7.25 亿元左右。

2、**近似实际状态：补贴在近 3 年内都存在拖欠。**我们测算，前 3 年经营活动现金流净额为 3.5 亿元。在第 3-6 年，随着配额制与绿证等常态机制的实施，补贴资金回笼渠道增加，回笼速度加快，前期拖欠资金在第 3-6 年内等额收回。7-25 年行业进入不存在拖欠的平稳发展阶段。

3、**极度悲观状态：多重因素导致补贴资金持续拖欠，且无法在生命周期内及结束后收回，**每年仅能按照燃煤标杆电价上网，取得一小部分补贴资金，年均经营活动现金流量为 3.5 亿元。

上述三种假设情形下，公司光伏发电资产在生命周期内的现金流量分布如图 17 所示。

图 17：1GW 光伏发电项目生命周期内现金流分布预测（横轴：年；纵轴：现金流，亿元）


资料来源：浙商证券研究所

据此，我们分别测算出不同情形下 1GW 光伏装机合理的内在价值，如表 10 所示。这里我们需要说明，极度悲观情况下隐含的假设是新能源发电行业出现重大政策调整，存量项目电价大幅下折，几乎无补贴资金下发，我们认为考虑国家长期能源调整战略，这种情形发生的概率极低。

表 10：三种情形下 1GW 光伏项目内在价值测算

	理想状态	近似现实	极度悲观
1-3 年现金流 (亿元/年)	7.25	3.5	3.5
3-6 年现金流 (亿元/年)	7.25	11	3.5
7-25 年现金流 (亿元/年)	7.25	7.25	3.5
实体 WACC	8.2%	8.2%	8.2%
实体现金流现值 (亿元)	76.14	74.11	36.76

资料来源：浙商证券研究所

据此，我们测算出，当不存在补贴拖欠的情况下，1GW 光伏装机的内在价值约为 76.14 亿元；考虑补贴拖欠 3 年情况，其内在价值为 74.11 亿元；如极度悲观情形发生，其内在价值仅为 36.76 亿元。

结合整体测算结果来看，我们认为，典型新能源运营标的当前市值反映了市场对于存量补贴力度减少的过度担忧。随着配额制及绿证等解决补贴拖欠的政策落地，该悲观预期有望修复。

3. 火电反转仍将持续，核心看煤价下行力度

3.1. 需求预期是引导煤炭产能释放、价格下行的核心因素

我们于此前的电力行业系列报告中曾多次强调，**需求预期是引导火电反转的核心因素**。所谓需求预期有广义和狭义之分，这里我们主要指市场、官方对于当年的电力需求和煤炭需求预期增长情况，而需求预期对于价格的引导在其他市场上同样有效，如新能源汽车产业链的钴、锂环节等，此处不赘述。

为什么我们要把电力需求和煤炭需求联系在一起看？主要因为，国内煤炭最大的下游需求就是燃煤发电。从总需求来看，电力相关需求基本占到国内煤炭总需求的一半，而从动力煤的角度来看，这一占比基本可达到三分之二，因此电力需求对于煤炭需求具有较强的引导作用。此外从超预期的角度来看，因为电力需求影响因素较多，而且其中与气候、周期、外部冲击相关的影响因素难以提前预测，因此电力领域相关需求容易形成超预期影响因素进而带动煤价波动。

中电联于年初做出的用电量增速预期，是需求预期的较好表征。中国电力企业联合会于1988年由国务院批准成立，是全国电力行业企事业单位的联合组织、非营利的社会团体法人。2015年12月成立的第六届理事会中，国家电网公司为理事长单位，华能、大唐、华电、国能投、国电投等15个大型电力企业集团和华北电力大学为副理事长单位。该会定期举行会员单位交流活动，**我们认为，中电联在电力行业内具有较强的影响力，其发布的年度用电量增速，在一定程度上反映了行业内部的整体预期。**

回顾以往，需求预期变动对煤价影响显著。2011-2018年，中电联进行了8年的用电量增速预判，其中仅有两年较为精确，我们认为这并不是对中电联专业性的否定，**这只是从另外一个角度说明了用电量增速确实存在较大的偏离预期的可能**。2011与2013年，中电联预测全国用电量增速与实际增速差异在0.5个百分点之内，较为相符。而在2011年以来的其余5年则存在3-4个百分点的差异。其中3年预期用电量增速高于实际增速，另外2年预期用电量增速低于实际增速。在预期增速高于实际增速的年份，全国动力煤均价均下行，而预期增速低于实际增速时，煤价上行，如表11。我们认为，这在一定程度上反映了中电联预期的影响力。

表 11：需求预期错配对煤价影响

	中电联 E	实际增速	Q5500 动力煤均价涨幅
2011	12%	11.70%	9.7%
2012	9.50%	5.50%	-14.4%
2013	7.50%	7.50%	-16.0%
2014	7%	3.80%	-12.2%
2015	4.50%	0.50%	-20.5%
2016	1.50%	5.00%	15.5%
2017	3%	6.60%	34.4%
2018M1-10	5.50%	8.70%	3.8%
2018E	5.50%	高于 5.5%	上涨

资料来源：中电联、秦皇岛煤炭网、浙商证券研究所

从2018年1-10月的用电量增速和煤价涨幅来看，以上规律仍然奏效。此外，我们曾于此前报告对比政府工作报告、中电联全国电力供需形势分析预测报告、中煤协改革发展年度报告中相关内容表述变化，判断2018年煤炭优质产能将加速释放，进而助推煤价回归合理区间。相关表述对比如表12所示。

表 12：2017 与 2018 年煤电行业主流认知与工作目标计划对比

内容来源	2017 年度相关表述	2018 年度相关表述
政府工作报告	退出煤炭产能 1.5 亿吨以上； 淘汰、停建、缓建煤电产能 5000 万千瓦以上，以 防范化解煤电产能过剩风险 ，提高煤电行业效率，优化能源结构， 为清洁能源发展腾空间 ； 推动企业兼并重组、破产清算， 坚决淘汰不达标的落后产能，严控过剩行业新上产能 。	坚持用市场化法治化手段，严格执行环保、质量、安全等法规标准， 化解过剩产能、淘汰落后产能 。今年再压减钢铁产能 3000 万吨左右，退出煤炭产能 1.5 亿吨左右 ，淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组。
中电联全国电力供需形势分析预测报告	展望 2017 年， 预计电力消费需求增长将比 2016 年有所放缓 ；预计 2017 年全国全社会用电量 同比增长 3%左右 ； 电煤价格继续高位运行，部分省份电力用户直接交易降价幅度较大且交易规模继续扩大，发电成本难以及时有效向外疏导，煤电企业效益将进一步被压缩， 企业生产经营继续面临严峻困难与挑战 ； 建议完善 煤电联动机制 ，重新调整联动周期、价格计算机制等关键环节，以合理疏导煤电企业成本。	预计 2018 年电力消费仍将 延续 2017 年的平稳较快增长水平 ；预计 2018 年全社会用电量增长 5.5%左右； 电煤价格持续高位，全年绝大多数时间处于“红色区间”运行，致煤电企业发电成本大幅增加， 出现大面积亏损局面 ； 建议 全面梳理全国煤炭有效产能、产量 ，根据煤炭市场实际情况，认真协调煤炭去产能和保供应的关系，坚持电煤市场化方向， 鼓励符合安全、高效、环保的先进煤企释放产能 ，加快审批投产一批合规项目，增强保障能力，保障电煤市场的供需平衡和稳定供应；继续优化进口煤政策；。
中煤协改革发展年度报告	2017 年， 煤炭需求下降、产能过剩的矛盾仍将十分突出 ； 必须看到当前煤炭需求基本面并未发生明显改变，煤炭经济平稳运行尚缺乏坚实基础； 化解煤炭产能过剩，促进煤炭供需平衡依然是 今后几年的重点任务 。	宏观经济运行稳中向好， 将进一步拉动能源需求 ； 煤炭在一次能源中的比重将继续下降，但受我国能源资源禀赋的约束，煤炭作为我国的主体能源， 需求总量依然较大 ； 淘汰落后、 提升优质产能 的任务依然较重。

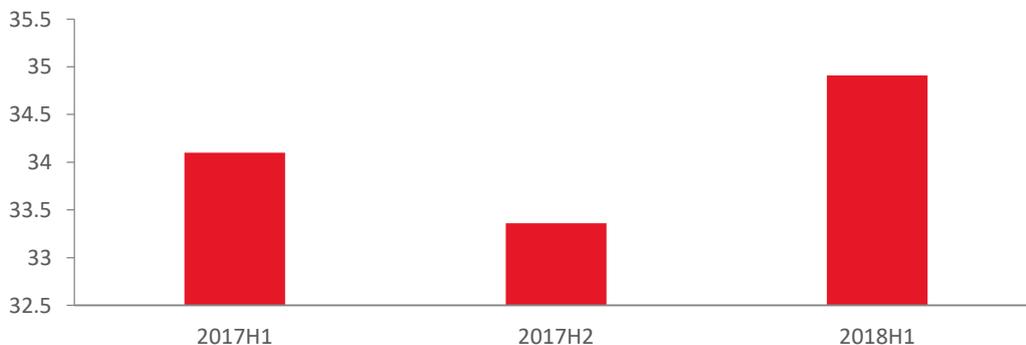
资料来源：新华社、中电联、中国煤炭新闻网、中国煤炭加工利用协会，浙商证券研究所

3.2. 需求预期回升传导有效，煤炭产能、产量加速释放

能源局于 2018 年 10 月公告国内煤炭最新产能情况，在总量规模、产能结构两方面均取得积极变化，需求预期回升对煤炭产能、产量传导有效。

截至 2018 年 6 月底，全国核准煤炭产能达到 34.91 亿吨，较 2017 年底新增 1.55 亿吨，如图 18 所示，煤炭产能下行趋势得到反转。

图 18：2017H1-2018H1 国内煤炭产能变动统计



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

结构上看，2018 年上半年煤炭产能合计增加 1.82 亿吨，产能去化约 0.57 亿吨。其中，新增产能主要集中在新疆、山西、陕西、贵州、内蒙，产能去化主要集中在山西、贵州和云南。产能结构调整后，大矿占比更高，新增产能单井规模为 122 万吨/年，平均在产规模为 91.5 万吨/年，产能去化规模为 22 万吨/年，产能结构持续优化，如表 13 所示。

表 13：2018 年中各省在产产能数据（万吨/年，井）

	产能	新增产能	矿井	新增矿井	单井规模	新增单井规模	产能去化	去化矿井	去化单井规模
安徽	14361	60	46	1	312	60			
北京	370		3		123		50	1	50
福建	573	15	32	1	18	15	258	26	10
甘肃	4934	45	41	1	120	45	20	1	20
广西	735		21		35		9	1	9
贵州	15514	1308	438	35	35	37	1141	57	20
河北	7366		50		147		150	3	50
河南	15626	90	209	2	75	45			
黑龙江	9985	210	548	1	18	210	16	3	5
湖北	306		37		8		81	12	7
湖南	2545	55	277	8	9	7	49	9	5
吉林	2078	90	38	2	55	45	30	2	15
江苏	1360		7		194				
江西	1100	5	140	1	8	5	317	62	5
辽宁	4054	45	25	1	162	45	91	4	23
内蒙古	83005	1200	372	7	223	171	420	2	210
宁夏	7195		25		288		51	2	26
青海	646		13		50				
山东	15126	15	112	1	135	15	170	6	28
山西	94815	3395	599	30	158	113	1790	10	179
陕西	40529	2395	224	9	181	266	41	4	10
四川	6182	279	322	8	19	35	184	15	12
新疆	14116	8315	70	19	202	438	45	1	45
新疆兵团	1473		25		59		275	3	92
云南	3202	680	98	22	33	31	557	41	14
重庆	1893		44		43				
总计与平均	349,089	18,202	3,816	149	91.48	122	5745	265	22

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

在建项目稳步投产，年底产能规模仍有望提升。截至 2018 年 6 月底，已核准（审批）、开工建设煤矿 1138 处，产能 9.76 亿吨/年，较上期略有下降 0.43 亿吨。其中资源整合矿数量最多达到 671 处，占在建矿井总规模的 58.96%，新建矿产能规模最大达到 4.29 亿吨，占总在建产能规模约 57.90%，且单井平均产能规模达到 280 万吨左右，单井平均规模提升明显。如表 14 所示。

表 14：2018 年上半年在建状态产能类型统计

建设类型	矿井数量	新增规模 (万吨/年)	建设规模 (万吨/年)
改扩建	158	6282	9993
技术改造	156	5004	8636
新建	153	42853	42853
资源整合	671	19869	38913
总计	1138	74008	100395

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

已建成、进入联合试运转的煤矿 201 处，产能 3.38 亿吨/年，较上期略有下降 0.22 亿吨。其中资源整合矿井数量最多达到 98 处，新建矿井产能规模最大达到 2.21 亿吨。如表 15 所示。

表 15：2018 年上半年处于联合试运转状态产能类型统计

类型	数量	新增规模 (万吨/年)	建设规模 (万吨/年)
改扩建	27	1073	1862
技术改造	33	1252	2240
新建	43	22085	22085
资源整合	98	4180	7587
总计	201	28,590	33,774

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

首次公告煤炭产能 125 处，合计产能规模 1.64 亿吨。从首次公告煤炭产能情况来看，部分产能由此前在建与进入联合试运转的项目转化而来，但仍有较大部分属于 2017 年底在建公告产能之外的项目，而这一规模大致在 1 亿吨左右，主要集中在新疆、贵州、云南三地，其中新疆最多，规模达到 8315 万吨。如表 16 所示。

表 16：2018 年上半年产能释放结构统计 (万吨)

	进入联合试运转	在建	合计
改扩建	51	60	111
技术改造	345	195	540
新建	2660	30	2690
资源整合	2250	1038	3288
未知		9790	9790
合计	5,306	11,113	16,419

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

结合在建项目规模，以及 2018 年上半年煤炭项目投产比例，我们预计 2018 年下半年国内煤炭产能仍有望再度提升约 8000 万吨。从 2018 年上半年新增规模来看，进入联合试运转项目的投产比例大致为 2017 年底在建规模的 15%，其中资源整合矿和技术改造矿的投产比例分别为 23%和 18%，新建矿的转化比例约为 12%，考虑联合试运转周期大致为 1-6 个月，因此我们判断三类矿投产比例有望在下半年大幅提升，同时考虑潜在未纳入统计名单的在建项目或仍存在，下半年新增产能规模仍有望达到 1.6 亿吨左右，如表 17。考虑下半年产能去化规模或仍有近 8000 万吨，下半年煤炭产能规模仍有望净增约 8000 万吨，年底合计产能规模或在 35.7 亿吨左右。

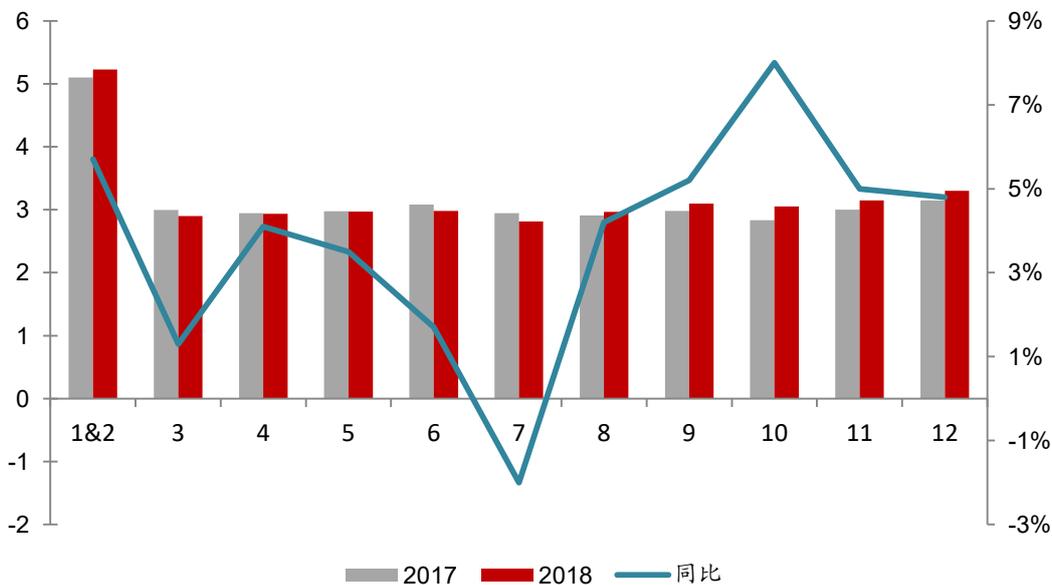
表 17：2018 年下半年产能释放结构预测（万吨）

	进入联合试运转	在建	合计
改扩建	93	81	174
技术改造	448	192	640
新建	6626	0	6626
资源整合	2655	940	3595
未知		5000	5000
合计	9822	6213	16035

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

产能逐步释放保障产量提升，2018 年下半年国内原煤产量有望保持平稳增速。对比 2018 年中和 2017 年底国内煤炭在建规模来看，二者各部分结构基本相当，这意味着进入联合试运转和在建状态下煤矿试生产带来的产量或大致相当，因此在测算后续产量增量时，我们仅考虑在产规模提升带来的产量增加。2018 年中国国内煤炭在产规模较 2017 年底提升 1.55 亿吨左右，对应半年度的产量提升或在 7200 万吨左右。基于谨慎角度考虑，下半年煤炭产能去化节奏快于释放节奏，虽然产能净增 8000 万吨，但产量规模或有可能增量不大，据此我们推测，下半年国内煤炭产能较去年同期增量仍有望达到 0.7-1.2 亿吨，考虑统计口径调整后的全年增量大致在 1.4-1.9 亿吨左右，全年同比增速为 4%-5.5% 左右，分月度产量预测如图 19 所示（2018 年后两个月数据为预测）。

图 19：2017 与 2018 年各月煤炭产量对比（亿吨）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

展望 2019 年，我们认为优质煤炭产能仍有望持续释放。据前文分析，我们仍预计国内煤炭产能规模有望于 2018 年底达到 35.7 亿吨，较我们预计的 2018 年全年产量 35.4 亿吨仍有 0.3 亿吨的提升空间，此外考虑 2018 年终虽然煤炭产能规模增加较多，但在建规模基本没有减少，所以这意味着，新增在建规模有持续补充，2019 年煤炭产能仍有望保持持续释放节奏，全年产量或有望达到 36 亿吨及以上，全年增速或在 3%-4% 之间。

3.3. 供需形势反转持续，煤价下行利好火电盈利改善

2018年下半年，随着整体需求的回归正常以及煤炭优质产能的加速释放，动力煤整体供需形势已经开始逐步反转，2019年供需缺口或将消除。根据前文我们对于2019年全年火电发电需求来看其增速有望控制在3%以内，考虑国内动力煤产量或有望维持3%左右的增速，煤炭供需形势继续缓和，供需缺口或将消除，煤炭价格仍有望保持回落趋势。表18为近年来动力煤整体供需测算平衡表。

表 18：2015-2020 国内动力煤供需测算平衡统计与预测

	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
用电量 (亿度)	5.55	5.9198	6.3077	6.84	7.11	7.45
火电发电量 (亿度)	4.21	4.4	4.61	4.91	5.01	5.16
用电量增速%	0.52%	6.66%	6.55%	8.40%	4.00%	4.80%
火电发电量增速%	-2.80%	2.60%	4.60%	6.53%	2.11%	2.81%
推测度电煤耗 (g/度)	445.72	434.36	408	398	389	380
电力行业需求 (亿吨)	18.76	19.11	18.81	19.55	19.51	19.59
其他行业需求 (亿吨)	12.54	11.98	12.62	12.20	12.69	13.10
动力煤出口 (亿吨)	0.0435	0.0758	0.06	0.05	0.05	0.05
动力煤总需求 (亿吨)	31.3	31.09	31.43	31.75	32.25	32.74
需求增速%	2.02%	-0.68%	1.10%	1.02%	1.57%	1.53%
动力煤产量 (亿吨)	30.27	27.54	28.74	30.03	30.93	31.40
产量增速%	9.34%	-9.01%	4.34%	4.50%	3.00%	1.50%
动力煤进口量 (亿吨)	1.08	1.24	1.19	1.3	1.4	1.4
动力煤总供给 (亿吨)	31.35	28.78	29.93	31.33	32.33	32.80
动力煤供需缺口 (亿吨)	-0.05	2.3	1.5	0.42	-0.09	-0.06

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

展望2019年，我们认为随着整体供需形势的缓和，动力煤价格有望回归合理区间，2019年全年均价有望低于570元/吨水平，较2018年均价或回落约80元/吨，降幅在12%左右。如动力煤价格出现相应回落，A股主要火电上市公司均有望迎来较大业绩改善，主要火电公司业绩对于煤价弹性如表19所示。

表 19：主要火电企业盈利预测及煤价弹性预测

公司名称	煤电权益装机 (GW)	利用小时数 2018E	供电煤耗 2017E(g/度)	净利润 2018E (亿元)	煤价上升 10 元/吨对净利润影响 (亿元)
浙能电力	27.5	4700	293	47.24	-3.22
华能国际	63.3	4800	307	29.54	-8.70
国电电力	25.2	4500	302	33.45	-1.80
大唐发电	24.4	4400	299	27.03	-2.17
建投能源	8.30	5000	309	2.69	-0.61
华电国际	32.2	4400	301	19.05	-3.26

资料来源：公司公告、浙商证券研究所（浙能电力、华电国际净利润为我们此前报告预测）

注：预测数据或与真实情况或存在一定偏差，具体情况仍需以公司公告为准

4. 核电进入并网大年替代效应明显，新项目重启确定行业成长性

4.1. 近 13GW 核电装机于 2018-2019 年商运，替代效应将显著提升

2018 年 2 月以来，以首批三代核电示范机组为主力的近 13GW 核电装机在 2018 年和 2019 年陆续商运，核电机组进入并网大年。根据此前各运营商信息披露，及我们对于核电机组在建进度的跟踪，我们判断 2018 年国内核电新增商运装机为 8.3GW，2019 年新增核电商运装机为 4.3GW，或更多。从装机分布来看均位于沿海地区，其中广东地区新增装机最多为 5.67GW，山东地区其次为 2.71GW，浙江合计 2.5GW，江苏为 2.25GW。具体投产节奏如表 20 所示。

我们判断，截至 2018 年底，我国大陆已投运核电机组 44 台，装机容量 44.65GW。

表 20：2018-2019 国内新增核电商运装机统计及预测（截至 2019 年 1 月 7 日）

序号	机组名称	业主	所在地	建设起始期	商运时点	型号	容量(MW)	目前状态
1	田湾核电厂 3 号机组	中核	江苏	2012/12/27	2018/2/15	VVER1000	1126	商运
2	阳江核电站 5 号机组	中广核	广东	2013/9/18	2018/7/12	ACPR1000	1086	商运
3	三门核电 1 号机组	中核	浙江	2008/4/19	2018/9/21	AP1000	1250	商运
4	三门核电 2 号机组	中核	浙江	2008/12/15	2018/11/6	AP1000	1250	商运
5	海阳核电 1 号机组	国电投	山东	2009/9/24	2018/11/8	AP1000	1250	商运
6	台山核电 1 号机组	中广核	广东	2009/11/18	2018/12/13	EPR	1750	商运
7	田湾核电厂 4 号机组	中核	江苏	2013/9/27	2018/12/22	VVER1000	1126	商运
8	海阳核电 2 号机组	国电投	山东	2010/6/20	2019E	AP1000	1250	并网
9	阳江核电站 6 号机组	中广核	广东	2013/12/23	2019E	ACPR1000	1086	并网
10	台山核电 2 号机组	中广核	广东	2010/4/15	2019E	EPR	1750	等待装料
11	华能石岛湾高温气冷堆	华能	山东	2012/12/9	2019E	HTGR	211	等待装料
合计							13135	

资料来源：中核集团、中广核集团、国电投集团、华能集团、浙商证券研究所

由于核电装机的密集并网、商运，将对沿海地区火电装机产生较大替代效应，煤电、气电均会受到影响。由于核电装机利用小时数一般为 7500h 以上，所以 1GW 核电装机商运可相当于近 1.8GW 的煤电装机，相当于以上沿海 4 省电力装机在近两年新增约 23GW。截至 2017 年底，以上 4 省电源装机规模分别为 109GW、126GW、89GW 和 115GW，近两年核电新增装机规模约等效为其 2017 年底装机规模的 9.4%、3.9%、5.1%和 3.5%，核电商运产生的替代效应在广东、浙江、山东、江苏四省依次减弱。鉴于此，我们认为，此前基于沿海电厂日耗推测宏观经济运行的逻辑在 2018 年下半年和 2019 年上半年或将失效，但是日耗对煤炭需求的强弱表征作用仍然有效。

4.2. 时隔逾三年，核电新项目有望重启

根据南方能源观察相关报道，2018 年 11 月 2 日，CAP1400 示范工程的开工申请已经国务院常务会议讨论，若得到核准，CAP1400 示范工程将成为 3 年来、也是“十三五”期间首个获批开工的三代核电项目。

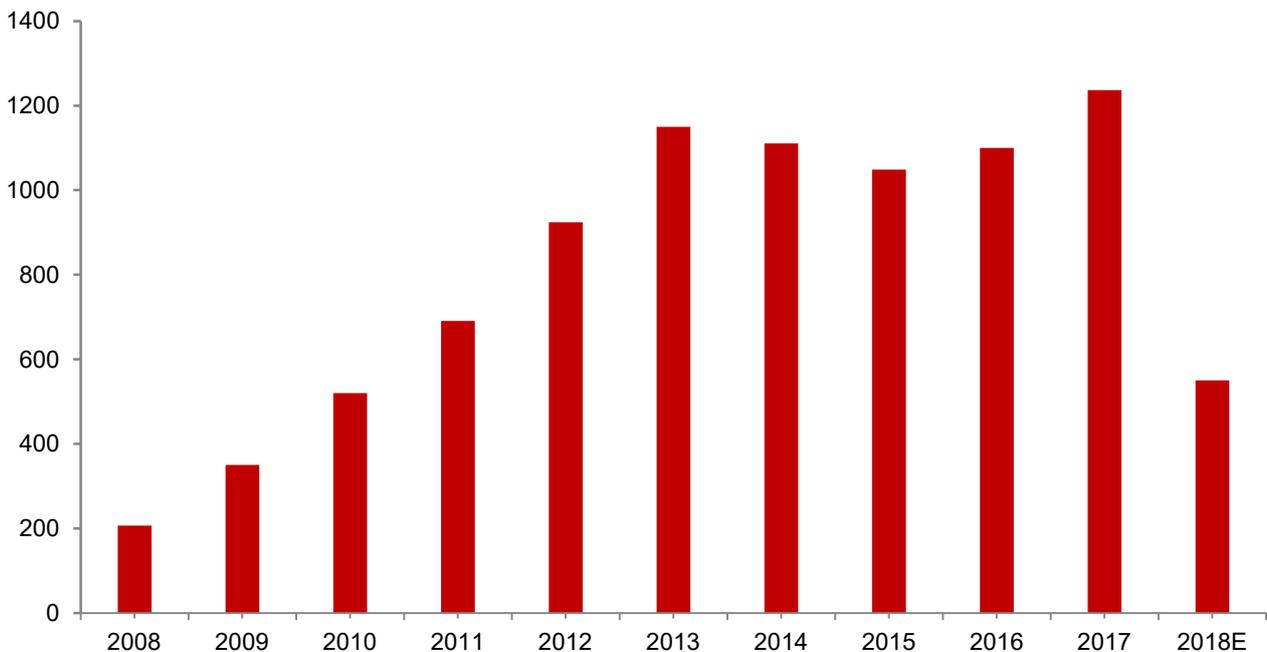
两轮核电重启具有一定相似性，均处在核电建设青黄不接的时间点。上一轮核电项目核准可追溯到 2015 年，彼时受福岛核事故影响，国内核电建设基于安全性角度，进行了一系列的自查与标准提升，导致 2011 年无核电新项目建设，而此后 2012-2014 年之间也主要是消化前期厂址存量的二代核电项目，至 2015 年国内核电在建工程规模达到阶段性低点，随后红沿河 5/6、福清 5/6、防城港 3/4、田湾 5/6 等 8 台核电机组相继核准，如表 21 所示，国内核电建设从消化二代存量项目向启动三代自主技术建设转型。

表 21：2015 年核电机组核准时间节点统计

项目名称	核准时间	堆型	控股业主	2018 年底建设进度
红沿河 5/6	2015/3/13	二代 ACPR1000+	中广核	设备安装调试
福清 5/6	2015/5/5	三代华龙一号	中核	设备安装调试
防城港 3/4	2015/12/23	三代华龙一号	中广核	设备安装调试
田湾 5/6	2015/12/23	二代 M310+	中核	设备安装调试

资料来源：国家核安全局、浙商证券研究所

2018 年随着前期建设的 AP1000、EPR 等引进三代工程首堆示范项目的逐步商运，国内核电在建规模快速下滑，以中国核电为例，2017 年末至 2018 年三季度末，公司在建工程由 1236.97 亿元，下滑至 920.32 亿元，共下滑 316.65 亿元，如进一步考虑田湾 4 号机组、三门 2 号机组于 2018 年内商运、转固，公司年末在建工程或较三季度末再度下滑 400 亿元左右，年末在建工程规模或下降至 550 亿元左右，创出福岛事故之后在建工程规模新低，图 20 为中国核电近 10 年来在建工程变动。

图 20：2008-2018 中国核电在建工程规模统计（亿元）


资料来源：中国核电公告、浙商证券研究所

不同于上一轮核电重启，本轮核电重启将全面开启三代核电建设，**并将启动更多新厂址**。2015 年核准的 8 台核电机组中有 4 台为存量的二代核电项目，剩余 4 台为三代华龙一号项目，自 2016 年中田湾 6 号机组开建后，国内新建核电项目都将采用更高的三代标准。随着三门、海阳的首堆示范项目逐步投入商运，以及福清 5/6 号机组的顺利建设，AP1000 与华龙一号的成熟性将逐步得到验证，为后续核电机组建设提供了更多的选型方案。此外，根据中核、中广核、国电投三大运营商的厂址储备情况来看，**与上一轮核准不同，新一轮潜在核准的机组中更多的是新厂址**，如国核示范一期、徐大堡一期、陆丰一期等。考虑规模效应及现有厂址经验，单一厂址的机组数量均在 6 台以上，新厂址的启动将为后续项目建设储备基础。表 22 为后续 4 年国内核电项目开建时间点推测统计。

表 22：国内后续核电机组开工年份预计

序号	项目	项目公司	管理业主	预计起始年份	预计型号	预计装机结构 (MW)
1	国核示范一期	国核示范电站有限责任公司	国电投	2019	CAP1400	2*1400
2	陆丰一期	中广核陆丰核电有限公司	中广核	2019	CAP1000	2*1250
3	海阳二期	山东核电公司	国电投	2019	CAP1000	2*1250
4	徐大堡一期	中核辽宁核电有限公司	中核	2019	CAP1000	2*1150
5	田湾三期	中核江苏核电有限公司	中核	2019	VVER1200	2*1200
6	漳州一期	中核国电漳州能源有限公司	中核	2020	HPR1000	2*1150
7	惠州一期	中广核惠州核电有限公司	中广核	2020	HPR1000	2*1150
8	三门二期	三门核电有限公司	中核	2020	CAP1000	2*1250
9	国核示范二期	国核示范电站有限责任公司	国电投	2021	CAP1400	2*1400
10	宁德二期	福建宁德第二核电有限公司	大唐/中广核	2021	HPR1000	2*1150
11	华能霞浦一期	华能霞浦核电有限公司	华能	2021	CAP1000	2*1000
12	昌江二期	海南核电有限公司	中核	2022	HPR1000	2*1150
13	防城港三期	防城港核电有限公司	中广核	2022	HPR1000	2*1150
14	海阳三期	山东核电公司	国电投	2022	CAP1000	2*1250
15	海兴一期	中核华电河北核电有限公司	中核	2023	CAP1000	2*1250
16	台山二期	中广核台山第二核电有限公司	中广核	2023	HPR1000	2*1150
17	廉江一期	国核湛江核电有限公司	国电投	2023	CAP1400	2*1400

资料来源：中国核能行业协会、浙商证券研究所预测

自 2011 年福岛核事故之后，国内核电建设便呈现出阶段性核准，非常态化建设的特征。我们认为，形成这种局面的困扰因素主要有两个：

1、自 2011 年以来国内用电量增速便呈现出逐步回落的趋势，进而引导官方对于用电增速预期的持续下修，导致核电项目建设的紧迫性有所降低；

2、福岛事故之后，国内外对于核电新项目建设提出了更高的要求，2018 年之前国内外新投运的三代核电机组较少，技术成熟性未得到验证，使得新项目核准也趋于谨慎。

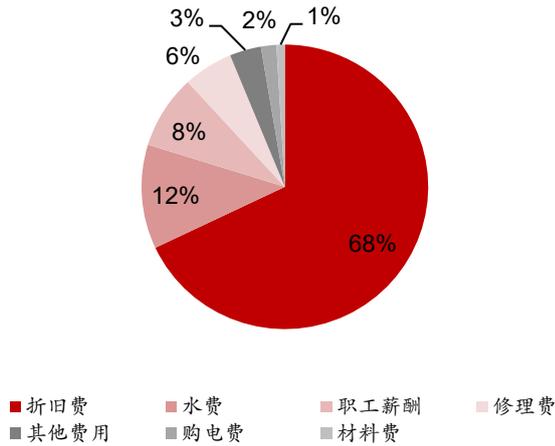
2016 年以来国内用电量增速持续超出官方预期，也导致了煤炭价格的暴涨以及局部地区电力供应出现紧缺。中长期来看，我们认为用电量增速或维持中低水平，但提升电力装机裕度势在必行，而随着三代核电机组陆续商运，三代核电技术成熟性也逐步得到验证，国内核电建设有望进入常态化阶段。

5. 水电盈利相对稳定，潜在分红比率提高或拉升估值

5.1. 成本稳定，盈利受电价及来水影响

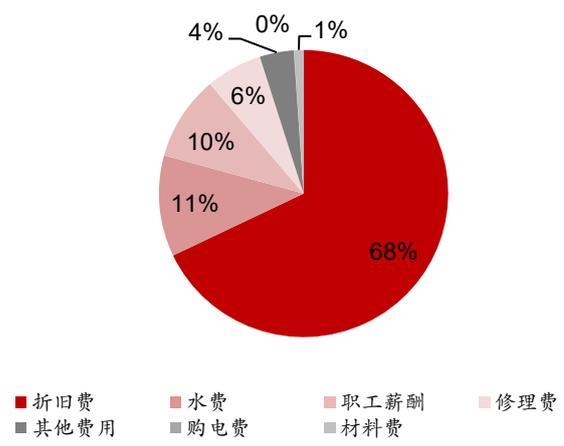
固定资产折旧为营业成本主体，水电企业成本端通常稳定。参考国内主流上市水电企业财报披露，水电公司主要成本为固定资产折旧，基本可以占到总成本的60%及以上，而固定资产折旧主要与此前电站的建设成本相关，因此一旦机组投运后，相应固定资产折旧基本上不会有太大波动，故水电企业成本相对较为稳定。以水电运营典型标的黔源电力为例，图21、22分别为其2017、2016两年水电业务成本拆分结构。

图 21：2017 年黔源电力水电成本占比



资料来源：黔源电力公告、浙商证券研究所

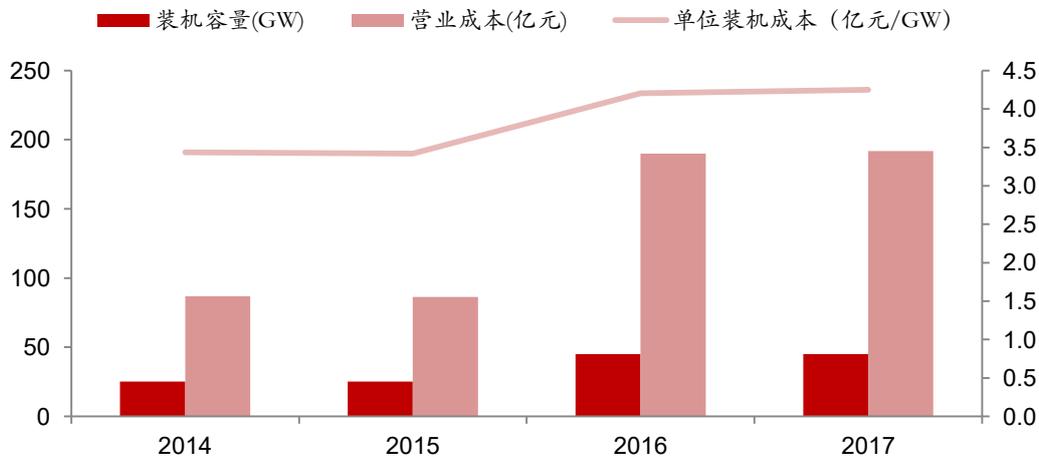
图 22：2016 年黔源电力水电成本占比



资料来源：黔源电力公告、浙商证券研究所

固定资产折旧与装机结构相关，新机组投产会带动成本阶跃式变动。由于水电站建设需要结合各个流域的特点进行相应的设计，而且在流域的不同位置相应的工程方案、设计方案均会产生较大的变动，因此每个水电站均是非标准化的，而且这种非标准化通常会带来较大的成本差异，因此在新机组投产后往往会带动整体成本发生阶跃式变化，但后续仍有望保持平稳。图23为溪洛渡、向家坝两水电投产后对长江电力总体单位装机成本带来的阶跃式影响。

图 23：长江电力 2014-2017 单位装机成本变动统计



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

根据国家发改委于 2014 年 1 月 11 日发布的《关于完善水电上网电价形成机制的通知》，2014 年 2 月 1 日后投产水电机组电价形成方式有两种：

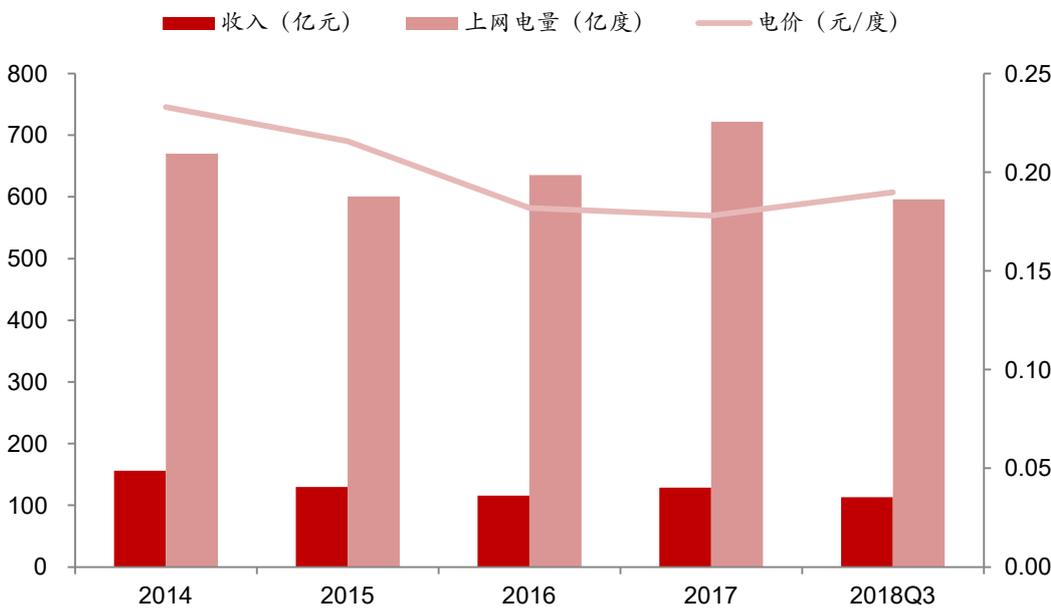
1、跨省跨区域交易价格由**供需双方协商确定**。国家明确为跨省、跨区域送电的水电站，其外送电量上网电价按照受电地区落地价扣减输电价格（含线损）确定。其中，跨省（区、市）输电价格由国家发展改革委核定，跨区域电网输电价格由国家能源局审核，报国家发展改革委核准；受电地区落地价由送、受电双方按照平等互利原则，参照受电地区省级电网企业平均购电价格协商确定。

2、各省（区、市）水电标杆上网电价以本省**省级电网企业平均购电价格为基础**，统筹考虑电力市场供求变化趋势和水电开发成本制定。水电比重较大的省（区、市），可在水电标杆上网电价基础上，根据水电站在电力系统中的作用，实行丰枯分时电价或者分类标杆电价。个别情况特殊的水电站上网电价个别处理。

从近年来实际运行情况来看，跨省跨区交易价格基本由落地方火电电价进行倒推，但总体稳定，基本没有太大的波动；各省内水电上网政策执行有所区别，但总体呈现出加速市场化的趋势，其中由以云南走的相对靠前，这也使得云南省内相应水电资产综合上网电价在此前几年出现较大波动。

云南省是我国首批电力体制改革综合试点省份，2015 年以来便逐步开始引导实施市场化竞价上网，由此带来水电电价阶段性下行。以华能水电为例，自 2015 年云南省实施水电市场化竞价以来，其下属电站平均上网电价大幅下降，2014 年、2015 年、2016 年、2017 年及 2018 年前三季度平均不含税上网电价分别为 0.2327 元/度、0.21548 元/度、0.18156 元/度、0.17798 元/度和 0.18977 元/度，电力市场化带来了电价的不确定性，同时在短期内仍体现为发电企业向用电主体的让利。图 24 为 2014-2018 前三季度华能水电收入及电价统计。

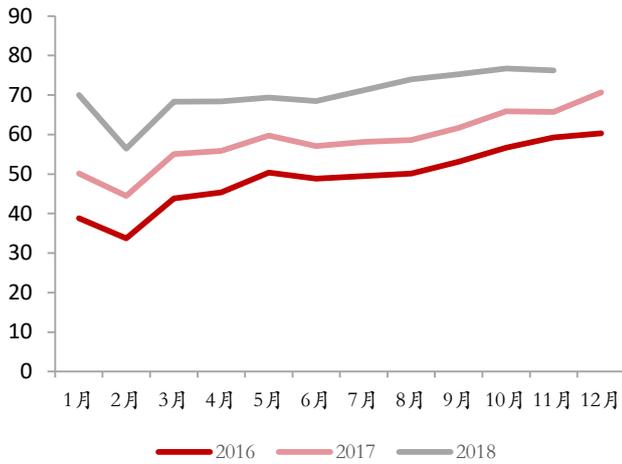
图 24：华能水电 2014 年以来收入与电价统计



资料来源：华能水电公告、浙商证券研究所

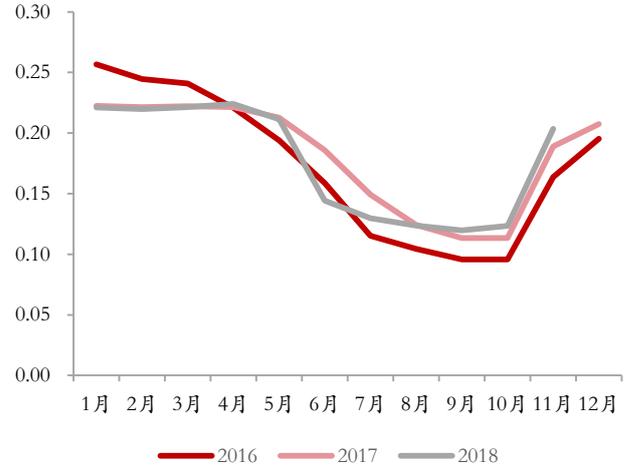
市场化电量持续放大，成交电价呈现底部波动。从 2016-2018 年云南省市场化电量成交情况来看，市场化电量规模持续放大，年均维持 20%左右的增速，且从 2018 年前 10 个月的成交情况来看，市场化电量规模已经相当于省内全社会用电量的 60%以上。从电价情况来看，近 4 年基本维持底部波动的特征，并没有进一步下降的趋势，考虑到以华能水电为首的优质水电企业已经维持在微利水平，后续电价进一步大幅下降的空间不大。图 25 与 26 分别为 2016-2018 年前三季度每月成交电量与成交价格。

图 25：云南 2016-2018 市场化交易电量统计



资料来源：昆明电力交易中心、浙商证券研究所

图 26：云南 2016-2018 市场化交易电价统计

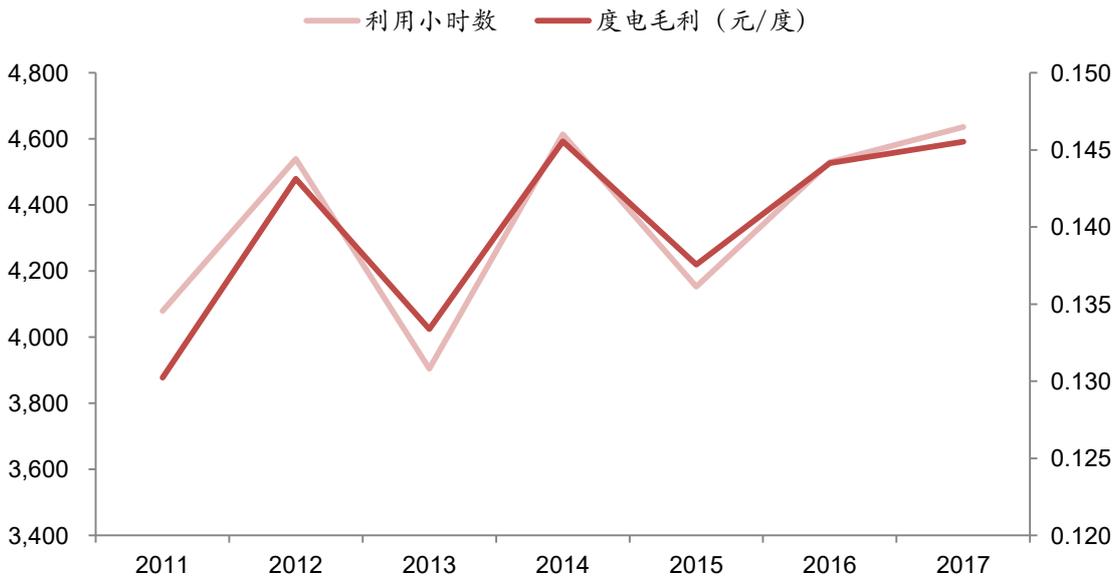


资料来源：昆明电力交易中心、浙商证券研究所

我们认为，电力市场化改革是行业趋势，市场化电量的放大与市场化价格机制的完善将会持续推动，从中长期的角度来看，电力市场化交易将还原电力商品属性，电力产品价格并不会持续下行，且对水电企业来说，其有望通过市场化机制发挥低成本属性，减少弃水现象发生。

水电利用小时数存在波动，进而影响水电企业当年业绩。当水电企业上网电价较为稳定的情况下，影响其当年经营业绩的主要因素便是水单设备的利用小时数，当年如果来水情况较好，且整体消纳无忧，此时每多发一度电，基本均可转化为水电企业的收益。图 27 是 2011 年-2017 年长江电力水电利用小时与度电毛利变动统计，从中不难发现，二者具有较高的正向相关性。

图 27：长江电力 2011-2017 利用小时数与度电毛利变动统计

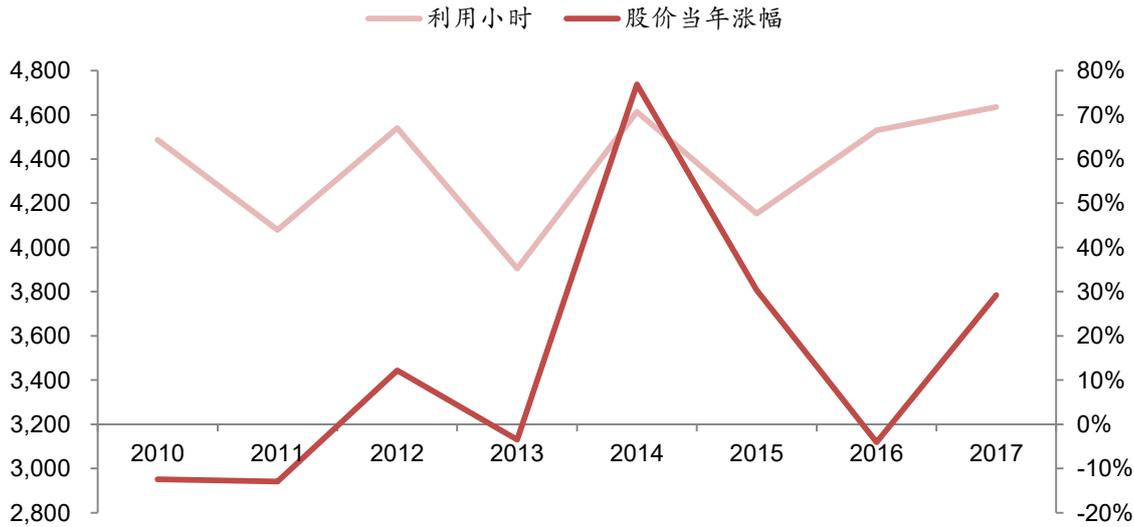


资料来源：长江电力公告、浙商证券研究所

5.2. 系统性抬升利用小时及稳定分红预期对估值改善空间更大

对于大型水电而言，在电价相对稳定的条件下，当期业绩主要取决于利用小时数的波动，由于我们无法提前较长时间有效预测当年的来水情况，如果业绩波动仅仅受非可控来水影响，这种波动对公司价值产生影响稍弱，但是如果系统性的调度变化或许会另当别论。图 28 为长江电力近年来利用小时数变动与当年股价涨幅统计，可以看出二者仍存在一定的相关性，体现为利用小时数高的年份涨幅更大或跌幅更小，此外对于系统性来水变化—溪洛渡、向家坝投产带来的四库联调使得利用小时数更加稳定，或使得公司盈利预期稳定，股价在当年表现更加突出。

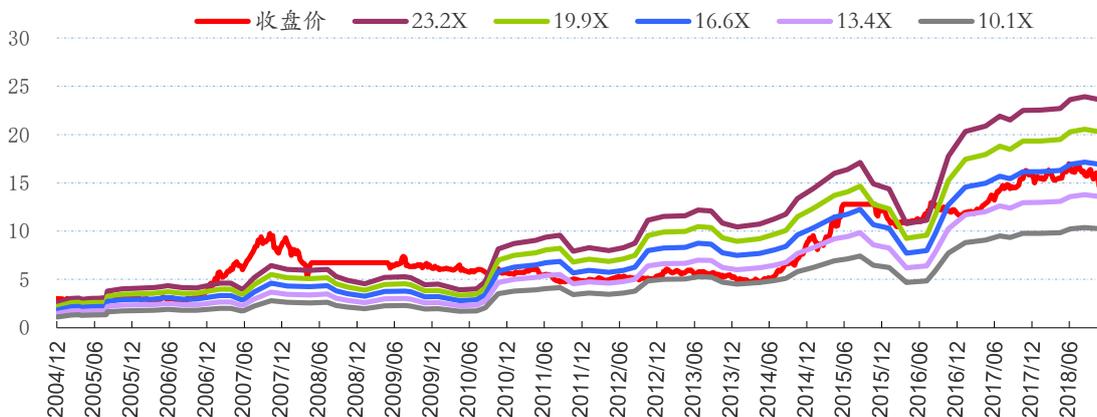
图 28：长江电力利用小时数与股价变动



资料来源：长江电力公告、浙商证券研究所

结合长江电力近年来的现金分红比率来看，稳定且较高的分红比率对于系统性提升估值亦具显著影响。2003 年以来，长江电力基本维持 50% 的分红比率，其中 2005 年和 2009 年达到 80% 以上现金分红比率，但彼时集团潜在资本支出仍较大，无法稳定，因此单一某年的大比例分红无法显著提升估值。2015 年之后，随着溪洛渡、向家坝水电的稳定运行，潜在资本开支占收入比率下降，现金分红比率稳定在 70% 左右，公司整体估值水平也得到抬升，如图 29 所示。

图 29：长江电力 2004-2018 估值水平变动统计



资料来源：Wind、浙商证券研究所

6. 投资建议

6.1. 总体投资逻辑

回顾 2018 年，用电量增速显著超出官方预期，我们认为，主要原因为天气因素，或无法持续。展望 2019 年，用电量增速有望回归合理，我们预计 2018-2020 年用电量增速分别为 8.4%、4%和 4.8%。清洁能源占比受益能源结构调整及消纳重视度提升有望持续提高，鉴于此，我们预计，火电、水电、核电、风电、光伏等主要电源 2019 年发电量增速分别为 2.11%、2.62%、21.11%、15.6%、31.1%，除火电外的电源装机之利用小时数均有望维持稳步改善趋势。

新能源发电已经初具规模，但光伏发展过快导致补贴缺口持续放大，已显著影响新能源电力运营公司资产负债及现金流情况，导致相应公司采用公用事业逻辑和成长逻辑估值失效。结合 FCFF 模型，典型光伏项目补贴能否收回将显著影响当前内在价值。我们认为，补贴资金会存在拖欠但绝不会缺席，更不会随意调整存量项目补贴力度。从 2018 年政策推动情况来看，配额制征求意见稿连发三次，且于第三期征求意见稿提出要在 2019 年推行，显示出政策层面的积极纠偏，后续随着绿证等其他政策的持续落地，新能源运营商资产负债表与现金流量表有望迎来修复，悲观预期有望反转，行业所特有的公用事业+成长的属性有望得到重新认识。建议关注：福能股份等标的。

火电行业在 2018 年迎来反转，展望 2019 年，随着煤价的持续回落，反转有望持续。我们于此前电力行业系列报告中曾多次强调，需求预期是引导火电反转的核心因素，2018 年正是由于官方需求预期的提升，导致煤炭产能的加速释放，2018 年国内原煤产量增速有望达到 4%以上，2019 年原煤产量增速有望达到 3%以上。基于动力煤供需平衡测算，2019 年动力煤整体供需情况将较 2018 年得到进一步缓和，煤价有望进一步回归合理区间，受益煤价回落带来的成本端改善，火电企业盈利能力将得到进一步提升。建议关注：华电国际、浙能电力等标的。

2018 年和 2019 年是国内核电机组并网大年，两年累计将有近 13GW 核电装机商运，位于广东、浙江、山东、江苏四省，考虑核电机组利用小时数一般在 7500 以上，相当于以上沿海 4 省两年新增火电装机 23GW，从具体分布来看，新增核电装机规模等效提高以上四省总体电源装机的 9.4%、3.9%、5.1%、3.5%，将产生较强的替代效应。鉴于此，我们认为，此前基于沿海电厂日耗推测宏观经济运行的逻辑在 2018 年下半年和 2019 年上半年或将失效，但是日耗对煤炭需求的强弱表征作用仍然有效。此外，核电机组的商运将为后续机组新建扫平障碍，新机组建设有望带动新一轮核电运营商资本开支增加，进而带动核电设备企业业绩放量。建议关注：东方电气、久立特材、中国核电等标的。

水电行业整体成本稳定，盈利主要受电价和来水波动影响。在电价不调整的前提下，短期来水波动对整体估值水平影响不大，但系统性的变化导致利用小时数的提升或将影响估值水平。此外，基于长江电力经验来看，市场更加偏好给予高比例稳定分红标的的更高的估值，因此我们认为，后续具备提高分红比例的标的有望在未来两年迎来估值提升。

6.2. 重点推荐

福能股份（600483）：风核互济，资产质量有望持续做强，“买入”评级

可转债发行募资逾 28 亿元，有效保障风电项目建设。2018 年 11 月初，公司收到中国证监会《关于核准福建福能股份有限公司公开发行可转换公司债券的批复》，并于近期完成 28.3 亿元规模可转债发行，所募集资金将用于包括平海湾 F 区 200MW 海上风电项目在内的 4 个风电项目的建设，有效支撑公司风电业务持续成长。

投资石城项目，海上风电业务再加速。11 月 28 日，公司董事会审议通过了《关于投资建设莆田石城海上风电场项目的议案》，将于兴化湾东南部投资 36.9 亿元建设 200MW 海上风电项目。石城项目可研利用小时数为 3109h，年均有望贡献净利润 1.6 亿元，如考虑此前开工的平海湾 F 区项目，两项目建成后将合计贡献净利润 3.2 亿元，考虑公司持股比例，合计贡献归母净利润有望超过 2 亿元。公司于福建省内储备海上风电规模在 2GW 以上，随着海上风电业务的持续拓展，其将成为公司后续成长的主要动力。

借势扩张，做强资产。福能集团合理调整宁德核电与神华福能股权注入节奏，若如期完成注入，将增厚公司投资

收益 5-7 亿元。合理进行省外扩张，此前收购电厂华润温州、华润六枝 2019 年仍具有较强的业绩改善空间。此外，公司积极布局售电市场，后续有望凭借发电优势、客户优势及区域优势，分享福建电改红利，服务地方能源转型。

盈利预测及估值：我们预计，公司在 2018~2020 年将实现 11.51 亿元、13.81 亿元、15.85 亿元净利润，当前股本下 EPS 0.74 元、0.89 元、1.02 元，对应 11.7 倍、9.8 倍、8.5 倍 P/E。维持“买入”评级。

风险提示：煤炭价格或上涨，电站单位造价或超预期。

华电国际（600027）：火电反转持续，公司业绩弹性有望凸显，“买入”评级

需求仍具韧性，利用小时数表现将优于整体。2018 年前三季度，公司累计发电 1551.91 亿度，较去年同期增长 8.79%，我们测算公司旗下机组平均利用小时数约为 3150h，较去年同期提高约 150h，其中燃煤发电利用小时数达到 3585h，较去年同期提高 210h，显示出较强的需求韧性。此外，从主要地区经营情况来看，根据我们测算，公司旗下位于山东的火电机组 2018 年前三季度利用小时数约为 4100h，较去年同期提升 30h，考虑 2018 前三季度山东地区火电利用小时数整体下降 130h，我们认为这在一定程度上反映了常规火电机组对燃煤自备电厂的替代，考虑山东地区自备电厂规模仍大，这一趋势仍有助公司山东地区内火电机组利用小时数变动保持优于整体的水平。

煤炭成本有望持续回落，公司弹性有望凸显。在整体需求预期提升的情况下，2018 年国内煤炭产能、产量有序释放，全年原煤产量增速有望超过 4%，2019 年或仍在 3% 以上。考虑煤炭产能的释放，2019 年动力煤整体供需形势将持续缓和，煤价有望持续回落。公司业绩对煤价、电价极具弹性，对应 2017 年净利润敏感性系数分别为 -51 和 80，对利用小时数弹性较弱。我们认为，公司煤电利用小时数有望维持平稳，上网电价受 2017 年中上调影响预计均价仍有 0.01 元/度的涨幅，动力煤价格有望回归合理区间，公司业绩有望受益电价、煤价改善，凸显弹性。

盈利预测及估值：我们预计，公司在 2018~2020 年将实现 19.05 亿元、34.69 亿元、38.75 亿元净利润，当前股本下 EPS 0.19 元、0.35 元、0.39 元，对应 24.0 倍、13.0 倍、11.7 倍 P/E。

风险提示：煤炭价格下降程度或不达预期；火电去产能力度或不达预期。

东方电气（600875）：盈利水平改善明显，期待海外与新能源持续拓展，“增持”评级

产量总体平稳，但盈利水平改善明显。2018 年前三季度公司发电设备产量 18.23GW，同比下降 27.5%，这主要是因为公司发电设备产量以终端发电口径统计，去年发电机产量较多达到 23GW，而配套锅炉、汽轮机产量较低，导致统计口径发电设备产量基数偏高达到约 25GW，而今年前三季度锅炉、汽轮机、发电机三大主机产量较为平衡均为 17GW 左右，考虑价值量差异，总体生产较为平稳。公司产品毛利率水平改善明显，综合毛利率水平同比提升 1.29 个百分点，致毛利较去年同期提高约 2.8 亿元，环比来看综合毛利率水平提高 7.7 个百分点，且主要板块清洁高效发电设备、可再生能源装备板块毛利率水平回升明显。

海外业务与可再生能源持续突破有助弥补国内销售下滑。鉴于国内煤电装机增速放缓的情况，公司积极拓展清洁能源及海外业务，并均取得一定进展：核电方面，取得欣克利角 C 核电站常规岛汽轮机低压外缸设备、核岛重型支撑设备供货合同；气电方面，中标华电青岛、清远项目，保持 50% 市场占有率；风电方面，中标福清兴化湾 6 万千瓦海上风电项目，并于埃塞俄比亚、古巴、俄罗斯等国取得海外突破；传统火电领域再度获得汉纳维恩 EPC 项目，对应公司订单金额约 22 亿美元。2018 年前三季度公司新接订单 228.34 亿元，同比增长 23.6%，且从总体结构来看，新接订单中非清洁高效能源占比约 57%，显著高于在手订单约 35% 比例。我们认为，公司整体业务调整已见成效，后续收入结构有望持续优化。

盈利预测及估值：我们预计，2018~2020 年，公司将实现当前股本下 EPS 0.35、0.43、0.53 元，对应 24.0 倍、19.5 倍、15.9 倍 P/E。当前 P/B 仅为 0.94 倍，于行业内偏低，在手货币资金显著高于当前市值，且基本无有息长期负债。

风险提示：行业景气度或持续走低，国内外业务发展或低预期。

中国核电（601985）：2018 机组“四连发”，推动股权激励彰显发展信心，“增持”评级

2018 核电机组四连发，期待新机组开建支撑后续成长。2018 年 2 月 15 日以来，公司旗下田湾 3 号、三门 1 号、三门 2 号、田湾 4 号相继商运，全年实现四连发，至 2018 年底公司控股装机容量已经达到 19.09GW 较年初 14.34GW 增加 33%，如考虑后续机组平稳出力，将有效支撑未来 2 年公司收入与利润增长。以上四台机组转固后，公司在建工程或出现大幅下滑，国内核电在建项目或进入低潮，但核电在国内能源结构转型中的重要作用，在三代核电成熟性得到验证的情况下，核电发展有望再度得到重视，公司成长性将再度得到确认。

试水股权激励，改革迈出关键一步。2018 年 12 月 22 日，公司公告股权激励草案，拟以 5.33 元/股的价格向包括公司董事长、总经理在内的高管、中层管理人员、技术骨干等 587 人授予 13475.7 万股股票期权，以绑定员工利益，激励员工与公司共同成长。

根据生效条件，公司需达到以下业绩指标股票期权才可生效：生效的前一财年，公司净资产收益率分别不低于 9.5%，9.8%，10.4%，且不低于对标公司 75 分位业绩水平；主营业务收入三年复合增长率不低于 13%，且不低于对标公司 75 分位业绩水平；经济增加值的增长值（ Δ EVA）为正。我们认为，以上生效条件总体合理，或有效激发核心员工工作动力，有助于公司进一步挖潜，支撑公司持续成长。

盈利预测及估值：我们预计，2018-2020 年公司将实现净利润 47.63、59.33、61.90 亿元，同比增长 5.91%、24.54%、4.33%，EPS 为 0.31、0.38、0.40 元/股，对应 17.5 倍、14.3 倍、13.6 倍 P/E。

风险提示：核电站建设或不达预期；核电新技术推进或不达预期。

风险提示

能源结构调整或不达预期，气候变化或偏离预期，煤炭产能释放节奏或低预期。

股票投资评级说明

以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、买入：相对于沪深 300 指数表现 +20% 以上；
- 2、增持：相对于沪深 300 指数表现 +10% ~ +20%；
- 3、中性：相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10%；
- 4、减持：相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、看好：行业指数相对于沪深 300 指数表现 +10% 以上；
- 2、中性：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10%；
- 3、看淡：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论

法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理公司、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

浙商证券研究所

上海市杨高南路 729 号陆家嘴世纪金融广场 1 号楼 29 层

邮政编码：200127

电话：(8621)80108518

传真：(8621)80106010

浙商证券研究所：<http://research.stocke.com.cn>