

投资回报率较高、盈利能力突出的全球水电龙头企业

——长江电力(600900.SH)首次覆盖报告

首次覆盖报告

邱懿峰(分析师)	黄红卫(联系人)	赵腾辉(联系人)
010-69004648	010-69004537	010-83561349
qiuyifeng@xsdzq.cn	huanghongwei@xsdzq.cn	zhaotenghui@xsdzq.cn
证书编号: S0280517080002	证书编号: S0280118010010	证书编号: S0280118020015

● 盈利能力突出的全球水电龙头企业:

长江电力是国内最大的电力上市公司和全球最大的水电上市公司,水电总装机容量4549.5万千瓦(全国占比13.3%)。三峡集团在建的乌东德和白鹤滩电站预计分别在2020年、2021年投产,根据避免同业竞争承诺,后续注入后将新增装机容量2620万千瓦,届时公司将拥有世界12大水电站中的5座。2008-2018年H1,毛利率在56.74%-63.70%,净利率在37.20%-47.53%,年化ROE在10.03%-16.91%,通过梯级调度减少弃水,盈利能力持续强化。

● 房屋及挡水建筑物折旧计提完后将增厚业绩,流域梯级调度潜力较大:

暂忽略资产注入时间差异,以2017年账面价值及折旧率简单测算,房屋及建筑物、挡水建筑物预计将在2047年、2054年左右计提完折旧,届时以后每年将新增税后盈利18.72亿元、42.76亿元,分别为2017年长江电力归母净利润的3.73%、8.52%,明显增厚公司业绩。以2018年利率上浮17.5个基点计算,公司净利润将降低1.14亿元,利率上浮对长江电力影响不甚明显。2017年,公司节水增发电量为96亿千瓦时,占2017年发电量4.55%。如流域梯级联合调度能力充分发挥,预计可将潜在发电能力提升8-10%水平。

● 长期回报率高于主要股指,风险偏好降低时期相对配置价值提升:

公司从上市日迄今复合回报率为13.86%,高于同期主要股指收益率,且波动率水平更低。公司股息率位居A股前列,高于中美10年期国债到期收益率,公司作出2016-2025年高比例分红承诺,适宜长期持有。A股偏好“小差新”标的,随着IPO加速及注册制放开,以长江电力为代表的大盘蓝筹股将迎来价值重估。长江电力防御特性突出,风险偏好降低时期相对配置价值提升,在资产注入前后更易取得超额收益。

● 水电龙头地位彰显,首次覆盖给予“推荐”评级:

预计公司2018-2020年净利润分别为224.41、217.27、221.94亿元,对应EPS分别为1.02、0.99和1.01元。当前股价对应2018-2020年PE分别为14.1、14.5和14.2倍。公司水电龙头地位彰显,首次覆盖给予“推荐”评级。

● 风险提示:水电上网电价下调风险;长江流域来水大幅波动风险。

财务摘要和估值指标

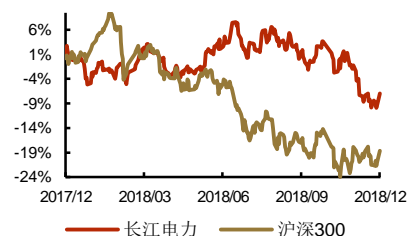
指标	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入(百万元)	48,939	50,147	50,579	51,012	51,444
增长率(%)	101.9	2.5	0.9	0.9	0.8
净利润(百万元)	20,781	22,261	22,441	21,727	22,194
增长率(%)	80.4	7.1	0.8	-3.2	2.1
毛利率(%)	60.7	61.2	61.2	61.2	61.2
净利率(%)	42.5	44.4	44.4	42.6	43.1
ROE(%)	16.3	16.4	15.7	14.5	14.1
EPS(摊薄/元)	0.94	1.01	1.02	0.99	1.01
P/E(倍)	15.2	14.2	14.1	14.5	14.2
P/B(倍)	2.5	2.3	2.2	2.1	2.0

推荐(首次评级)

市场数据 时间 2018.12.03

收盘价(元):	14.7
一年最低/最高(元):	14.19/17.85
总股本(亿股):	220.0
总市值(亿元):	3,234.0
流通股本(亿股):	115.06
流通市值(亿元):	1,691.37
近3月换手率:	9.77%

股价一年走势



收益涨幅(%)

类型	一个月	三个月	十二个月
相对	-8.73	-5.85	11.26
绝对	-8.13	-10.7	-9.55

相关报告

投资要件

我们区别于市场的观点

一、电力需求及发电能力：

1. **水电需求方面**，市场普遍认为十三五期间全社会用电量增速在 3.6%-4.8%。我们在“国家电网有限公司电力供需研究实验室对 2018 年上半年用电增速因素分解”基础上，进一步分析了经济因素、电能替代因素、气候气温因素对用电增长贡献的可持续性。我们认为，经济因素及电能替代因素对用电增长的可持续性较强，气候气温因素也存在一定可持续性，社会用电增长理应更乐观，预计 2018-2020 年，中国全社会用电量增速下限分别为 6.8%、6.33%、6.2%、上限分别为 8.3%、7.83%、7.7%，大幅超过此前十三五规划用电量增速。长江电力配套**专用输变电线路**送往经济发达地区，社会用电量增加将直接带动公司水电消纳。

2. **盈利能力方面**，传统市场印象认为，长江电力发电量与来水量密切相关，忽略长江电力内生盈利能力提升。2010-2017 年三峡-葛洲坝水库来水量增幅仅为 3.63%，通过流域梯级联合调度减少弃水，同期三峡、葛洲坝电站发电量增幅分别高达 15.69%、17.31%，三峡电站及葛洲坝电站发电量增幅远高于来水量增幅。长江电力的加权 ROE 也从 2008 年 10.03% 逐年提升至 2017 年 16.91%，内生盈利能力逐步提升。

3. **流域梯级调度潜力方面**，市场挖掘深度不够。公司预计三峡集团的乌东德、白鹤滩水电站将于 2020 年、2021 年投产发电，届时“六库联调”将开始发挥作用。此外，长江电力积极探索长江中上游流域水情及调度信息共享机制（如大幅增持国投电力股份）。2017 年，长江电力旗下四座电站节水增发电量为 96 亿千瓦时，占 2017 年公司发电量（2108.93 亿千瓦时）的 4.55%。如当前的流域梯级联合调度能力充分发挥，预计可将潜在发电能力提升 8-10% 水平。

二、收入及成本项目：

4. **水电营收方面**，由于预测长江流域来水难度大，市场对长江电力营收认识模糊。我们认为长江流域来水大年、小年间隔分布，且有均值回归倾向。另外，由于上游水库建成及梯级调度效益发挥，三峡水库来水均匀化的趋势明显，并伴随着下游三峡电站、葛洲坝电站利用小时数的提升。电价方面，三峡电站、葛洲坝电站、向家坝、溪洛渡左岸电站 2018 年的上网电价与 2017 年一致，而溪洛渡右岸上网电价上调主要体现在 2018 年上半年业绩。2017 年，公司市场电占比为 7.40%，市场电与计划电价差持续缩窄带来一定利好。

5. **折旧及财务成本方面**，市场未对折旧及财务成本做出定量分析。如以 2017 年底的固定资产账面价值计算，并假设后续年份各项固定资产的折旧率均维持 2017 年水平（暂未考虑注入年份差别），我们简单测算房屋及建筑物、挡水建筑物预计将在 2047 年、2054 年左右计提完折旧，但实际上仍可处于良好使用状态（仅需每年极少量维护费用，便可继续使用）。2017 年房屋及建筑物、挡水建筑物的折旧费用分别为 24.96 亿元、32.05 亿元。2047 年、2054 年二类固定资产计提完折旧后，届时以后每年将新增税后盈利 18.72 亿元、42.76 亿元，分别为 2017 年长江电力归母净利润的 3.73%、8.52%。我们预计长江电力 2018 年浮动利率计算的借款利率上升约 15-20 个基点，以上浮 17.5 个基点计算，长江电力净利润将降低 1.14 亿元，2018 年利率上浮对长江电力影响**不甚明显**。

6. **水电税收方面**，市场未曾对税收政策对长江电力业绩影响做出定量分析，

我们认为**1) 增值税**: 增值税即征即退政策于 2017 年底到期, 以 17%、16% 增值税率计算, 增值税退税款占 2017 年归母净利润比例分别为 8.45%、6.76%, 将较大影响 2018 年后业绩。**2) 水资源税**: 2017 年 12 月开征水资源税, 由于税费平行转移原则, 前后税费负担接近, 对业绩影响较小。**3) 所得税**: 川云公司的公共基础设施项目所得税优惠政策将于 2018 年底到期, 西部大开发所得税优惠政策将于 2020 年底到期, 预计 2019 年、2021 年将在 2018 年基础上增加所得税费用 2.93 亿元、14.66 亿元, 降低净利润 (以 2017 年 222.61 亿元计算) 为 1.32%、6.59%。

三、投资策略方面:

7. **投资策略方面**, 市场未曾探究过。长江电力从上市日至 2018 年 9 月 14 日 (约 14.79 年) 的年复合回报率 (包括股息、股价上涨收益) 为 13.86%, 高于同期主要股指收益率, 且长江电力的波动率水平更低。长江电力的盈利平稳可持续, 股息率位居 A 股前列, 并高于中美 10 年期国债到期收益率, 公司作出在 2016-2025 年高比例分红承诺, 适宜长期持有。A 股偏好“小差新”标的, 随着 IPO 加速及注册制放开, 以长江电力为代表的大盘蓝筹股将迎来价值重估。长江电力股价明显抗跌, 防御特性突出, 风险偏好降低时期相对配置价值提升, 在资产注入前后更易取得超额收益。

股价上涨的催化因素

公司股价上涨的动力主要来源于长期稳定盈利、及高额分红。A 股偏好“小差新”标的, 随着 IPO 加速及注册制放开, 以长江电力为代表的大盘蓝筹股将迎来价值重估。A 股纳入 MSCI 后, 国际投资者青睐业绩稳定及高分红长江电力股票。

估值与投资建议

预计公司 2018-2020 年净利润分别为 224.41、217.27、221.94 亿元, 对应 EPS 分别为 1.02、0.99 和 1.01 元。当前股价对应 2018-2020 年 PE 分别为 14.1、14.5 和 14.2 倍。公司水电龙头地位彰显, 首次覆盖给予“推荐”评级。

投资风险

水电上网电价下调风险; 长江流域来水大幅波动风险。

目 录

1、 公司简介：盈利能力突出的全球水电龙头企业.....	8
1.1、 公司概况：长江电力——全球最大水电上市企业.....	8
1.2、 业务简介：聚焦水力发电，配套发展业务，平抑水电业绩波动.....	9
1.3、 业绩综述：盈利能力持续改善，现金流状况优异.....	11
2、 行业概况：优质大水电项目稀缺性凸显，水电需求侧格局有望改善.....	14
2.1、 水电简介：投入大，回报期长，建设门槛高.....	14
2.2、 水电现状：中国水电装机增长迅速，装机/发电量占比约两成.....	19
2.3、 水电未来：水电开发成本上升，优质大水电项目稀缺性凸显.....	20
2.4、 水电需求：用电量高增速有望持续，需求侧格局将改善.....	23
2.5、 水电供给：水电装机增速符合或略低于十三五目标，水电利用小时数或将提升.....	30
2.6、 水电输送：长江电力配套专用输电线路，受电区域覆盖国内主要经济区.....	31
3、 分析框架：水电行业盈利模型探讨及关键盈利因子分析.....	32
3.1、 长江电力业绩框架：从利润表出发，提取关键盈利因子.....	32
3.2、 来水波动：来水波动受气候影响，可预测性差，但来水均匀化的趋势明显.....	33
3.3、 上网电价：计划电价大致稳定，市场电占比较低且价差缩窄.....	35
3.4、 水电税费：增值税退税、所得税优惠到期，较大影响 2018 年业绩.....	37
3.5、 折旧成本：如计提完大坝、厂房折旧，归母净利润提升空间有望达 8.52%.....	38
3.6、 财务费用：国内利率上行及其对净利率影响程度有限.....	41
4、 竞争优势：大型水电站运营能力突出，梯级调度及对外投融资进一步提升盈利能力.....	43
4.1、 流域梯级联合调度能力有进一步提升空间.....	43
4.2、 积极对外投融资，寻求业务协同，并平抑水电业绩波动.....	45
4.3、 大型水电站运行管理能力、检测维护能力突出.....	46
4.4、 抢抓改革释放出的新机遇，打造“发电、配电、售电”产业链.....	47
5、 投资策略：当前估值合理，长期投资回报率较高.....	47
5.1、 估值中枢：当前估值大致位于历史中枢水平.....	47
5.2、 投资回报：长江电力的债券收益率，股票收益率，及其差值.....	47
5.3、 股息派送：长江电力盈利平稳可持续，分红率高、适宜长期持有.....	49
5.4、 超额收益：资产注入前后更易取得超额收益，风险偏好降低时期相对配置价值提升.....	51
6、 核心假设.....	52
7、 投资建议.....	53
8、 风险揭示.....	53
附：财务预测摘要.....	54

图表目录

图 1： 长江电力的发展历程图.....	8
图 2： 长江电力是中国最大的电力上市公司和全球最大的水电上市公司.....	8
图 3： 长江电力的控股结构图.....	9
图 4： 长江电力的业务结构.....	9
图 5： 长江电力水电装机容量跳跃式增长，业绩迅速攀升.....	11
图 6： 2008-2018 年 H1，长江电力业绩稳步提升.....	12
图 7： 2008-2018 年 H1，长江电力盈利能力维持在高位.....	12
图 8： 2008-2017 年，长江电力的资产负债率及资产周占率呈现上升态势.....	12
图 9： 2018 年 H1，长江电力的收入结构构成.....	13

图 10:	2008-2018H1, 长江电力的收入构成趋势图.....	13
图 11:	2008-2018H1, 长江电力销售商品提供劳务收到的现金情况.....	13
图 12:	2008-2018H1, 长江电力经营活动现金净流量情况.....	13
图 13:	水电站具有自然条件影响大、盈利能力强、梯级调度、优先上网、综合效益明显等五大特点, 建设壁垒较高.....	14
图 14:	2013-2017 年, 三峡电站月度发电量主要集中在 6 月-11 月份.....	15
图 15:	2016Q1-2018Q2, 长江电力营业收入、归母净利润、经营活动现金净流量的分季度走势.....	15
图 16:	2013-2017 年, 主要水电、火电公司的营业收入情况.....	15
图 17:	2013-2017 年, 主要水电、火电公司的归母净利润情况.....	15
图 18:	长江电力有望形成长江流域六库梯级联合调度.....	16
图 19:	水电运行成本远低于火电、核电的运行成本.....	16
图 20:	2013-2016, 火电上网电价为水电上网电价的 1.3-1.6 倍.....	16
图 21:	三峡工程防洪、航运、发电、补水等巨大综合效益显著发挥.....	17
图 22:	三峡水电站的组成建筑物.....	18
图 23:	水电站机电设备由水轮机、发电机、主变压器、开关站等构成.....	18
图 24:	2000-2017 年, 中国及全球水电消费量及增速.....	19
图 25:	2017 年, 中国水电消费量占全球比例为 28.47%.....	19
图 26:	2000-2017 年, 中国 6000 千瓦及以上电厂、水电发电设备容量 (万千瓦) 及增速 (%).....	19
图 27:	2000-2017 年, 中国 6000 千瓦及以上水电发电设备容量占比情况 (%).....	19
图 28:	2000-迄今, 中国发电量累计值及增速 (%).....	20
图 29:	2000-迄今, 中国发电量当月值及增速 (%).....	20
图 30:	2000-迄今, 中国水电发电量累计值及增速 (%).....	20
图 31:	2000-迄今, 中国水电发电量当月值及增速 (%).....	20
图 32:	中国 GDP 增长率及电力消费增长率.....	23
图 33:	中国三大产业的各自 GDP 占比情况 (%).....	23
图 34:	中国全社会用电量累计值 (亿千瓦时).....	23
图 35:	中国全社会用电量当月值 (亿千瓦时).....	23
图 36:	中国全社会第一产业用电量当月值 (亿千瓦时).....	24
图 37:	中国全社会第二产业用电量当月值 (亿千瓦时).....	24
图 38:	中国全社会第三产业用电量当月值 (亿千瓦时).....	25
图 39:	全社会城乡居民生活用电量当月值 (亿千瓦时).....	25
图 40:	2018 年 7 月各省份用电量增速 (累计值, %).....	25
图 41:	2018 年上半年, 国内用电增长因素分解.....	25
图 42:	国内重点用电行业的用电量及增速 (亿千瓦时).....	25
图 43:	近年来, 国家电网公司电能替代电量.....	27
图 44:	电能替代目标及潜在市场预计.....	27
图 45:	城市及农村每百户家庭的空调器拥有量情况.....	27
图 46:	环境污染防治专用设备及家用空气净化器产量快速增长.....	27
图 47:	2018 年前 231 天, 高温及低温天气占比较高.....	28
图 48:	近 3 年, 上半年气候气温因素的电量分解.....	28
图 49:	2015-2017 年, 长江上游溪洛渡水库来水总量及增速.....	33
图 50:	2012-2017 年, 三峡水库来水总量及增速.....	33
图 51:	2017Q1-2018Q1, 水电市场化交易电价走势.....	37
图 52:	2017Q1-2018Q1, 煤电市场化交易电价走势.....	37
图 53:	长江电力的固定资产占总资产比例走势.....	38
图 54:	长江电力的流动资产、可供出售金融资产、长期股权投资占总资产比例的走势.....	38
图 55:	2012-2017 年, 长江电力折旧成本占总成本的比例在 40-44% 之间.....	39

图 56:	2008-2018H1, 长江电力的总资产及资产负债率情况.....	41
图 57:	2008-2018H1, 长江电力的流动负债、非流动负债情况.....	41
图 58:	中国 10 年期国债到期收益率走势.....	41
图 59:	2008-2018H1, 长江电力销售费用率、管理费用率及财务费用率走势.....	41
图 60:	2008-2018H1, 长江电力的带息负债金额及占比 (%).....	42
图 61:	2018 年 H1, 长江电力的各项带息负债及其构成 (%).....	42
图 62:	中债国债 3 个月、1 年期的到期收益率 (%).....	43
图 63:	中债国债 5 年、10 年、15 年期的到期收益率 (%).....	43
图 64:	长江电力通过梯级及区域联合调度, 实现全流域协同效应.....	43
图 65:	长江电力通过联合调度减少电站弃水示意图.....	44
图 66:	长江电力通过联合调度增加电站运行水头示意图.....	44
图 67:	2010-2017 年, 长江电力的节水增发电量.....	45
图 68:	三峡水库的历史月平均库水位.....	45
图 69:	2018 年 H1, 长江电力主要的参控股公司.....	45
图 70:	长江电力的配售电业务发展历程.....	47
图 71:	2005 年 12 月-2018 年 9 月, 长江电力股价 Beta 值走势.....	48
图 72:	长江电力相对上证 50 标的的股息率情况.....	49
图 73:	2008-2017 年, 长江电力相对上证 50 标的的股息率情况.....	49
图 74:	2013-2025 年, 长江电力的每股股利及分红比例.....	50
图 75:	2013-2017 年, 长江电力股息率高于同期中国、美国 10 年期国债到期收益率.....	50
图 76:	长江电力相对于上证 50 指数 (000016.SH) 的走势.....	51
图 77:	长江电力相对于中小盘指数 (399401.SZ) 的走势.....	52
图 78:	长江电力股价走势与信用利差关系.....	52
图 79:	长江电力股价与公用事业信用利差的关系.....	52
表 1:	长江电力旗下的水力发电装机容量情况.....	10
表 2:	长江电力旗下 4 个电站的历年发电量情况 (亿千瓦时).....	12
表 3:	水电站分类情况.....	17
表 4:	中国 7 成水力资源集中在西南地区, 需西电东送以保障电力消纳.....	20
表 5:	中国规划的“十三大”水电基地.....	21
表 6:	中国西南水电开发存在多重难题.....	22
表 7:	中国相关电能替代目标.....	26
表 8:	中国空调存量及增速预测.....	28
表 9:	2018-2020 年, 中国全社会用电量增速情况预计.....	29
表 10:	“十三五”电力工业发展主要目标.....	30
表 11:	长江电力下属电站的外送通道.....	31
表 12:	长江电力下属电站售电区域及电量分配情况.....	32
表 13:	三峡-葛洲坝梯级电站上游的来水情况.....	34
表 14:	长江电力下属水电站的设备利用小时 (小时).....	34
表 15:	水力发电的三种上网电价定价方式对比.....	35
表 16:	三峡电站历年的电价执行情况 (元/千瓦时).....	35
表 17:	葛洲坝电站历年的电价执行情况 (元/千瓦时).....	36
表 18:	溪洛渡电站、向家坝电站的历年电价执行情况 (元/千瓦时).....	36
表 19:	长江电力参与消纳省市市场化交易电量的基本情况 (亿千瓦时).....	37
表 20:	长江电力的固定资产折旧方法.....	39
表 21:	长江电力的本期新增折旧、及期初累计折旧占固定资产账面原值的比例情况.....	40
表 22:	2017 年底, 长江电力的固定资产账面原值、累计折旧合计、账面净值, 以及折旧年限情况.....	40

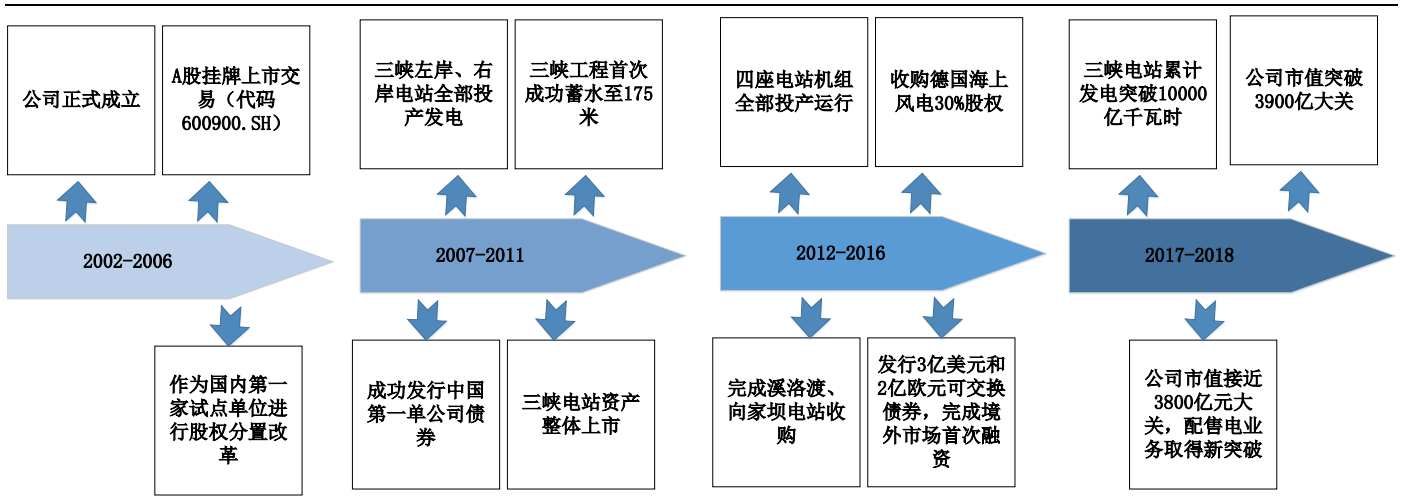
表 23: 全球水电装机容量的前十名.....	46
表 24: 2004-迄今, 长江电力的年复合回报率超过 A 股主要股指.....	48

1、公司简介：盈利能力突出的全球水电龙头企业

1.1、公司概况：长江电力——全球最大水电上市企业

国内最大的电力上市公司和全球最大的水电上市公司：中国长江电力股份有限公司（600900.SH）主要从事水力发电业务，现拥有三峡、葛洲坝、溪洛渡和向家坝四座电站的全部发电资产。2002年9月，经国务院批准，由中国长江三峡集团公司作为主发起人，联合华能国际电力股份有限公司、中国核工业集团公司、中国石油天然气集团公司、中国葛洲坝集团股份有限公司和长江水利委员会长江勘测规划设计研究院等发起设立中国长江电力股份有限公司。起初，公司拥有葛洲坝全部发电机组和4台三峡发电机组。2003年11月在上交所IPO挂牌上市并募资98.3亿元。2004-2012年，长江电力完成对三峡全部发电机组的资产收购。2016年3月，长江电力又完成溪洛渡和向家坝电站的全部发电机组收购。

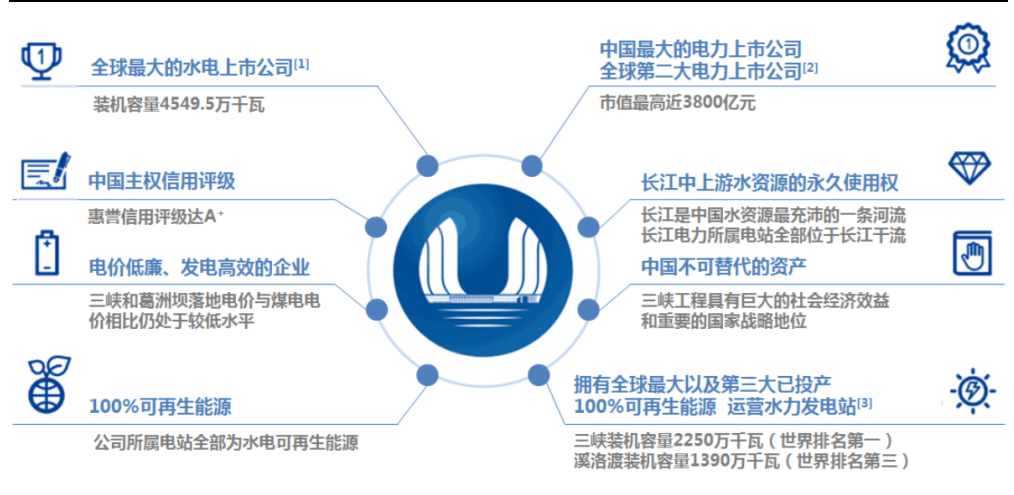
图1：长江电力的发展历程图



资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

截至2018年H1底，公司水电装机82台，装机容量4549.5万千瓦，其中单机70万千瓦及以上级巨型机组58台（占世界投产的单机70万千瓦及以上水电机组总数的半数以上），是国内最大的电力上市公司和全球最大的水电上市公司。2018年H1，长江电力的发电量为813.18亿千瓦时，占全国水电发电量的17.61%。

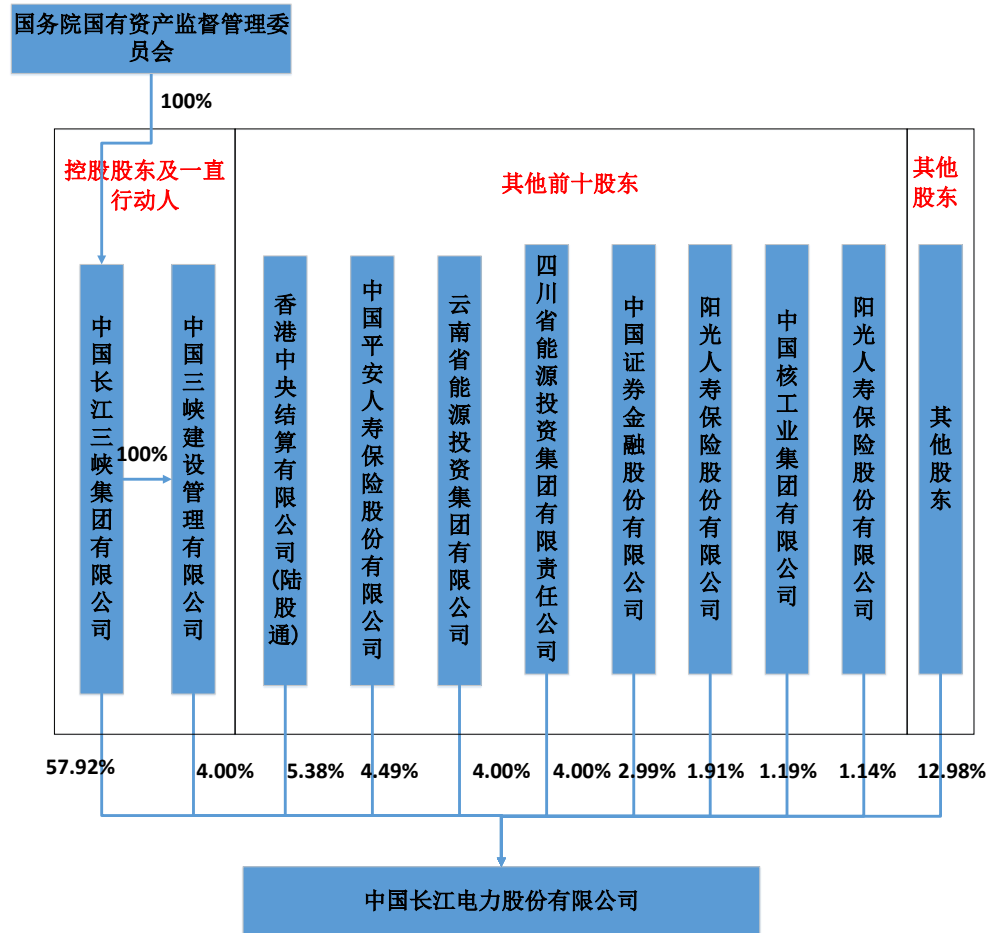
图2：长江电力是中国最大的电力上市公司和全球最大的水电上市公司



资料来源：长江电力公司官网（截止至2017年12月31日），新时代证券研究所

控股股东三峡集团实力雄厚，前十股东均为长期稳定机构投资者：长江电力控股股东为中国长江三峡集团，实际控制人为国务院国资委。中国长江三峡集团直接持有长江电力 57.92% 股权，并通过全资子公司中国三峡建设公司持有长江电力 4% 股权。三峡集团资产实力雄厚，股东背景突出。除控股股东及关联方外，其他前十股东包括中国平安、阳光人寿、证金公司、四川省能源投资集团、云南省能源投资集团、中国核工业集团、陆港通等长期机构投资者，持股比例合计 23.91%。其他股东合计持股占比 12.98%。长江电力前十股东均为长期稳定机构投资者，加之业绩波动小，使得公司股价波动幅度亦较小。

图3：长江电力的控股结构图

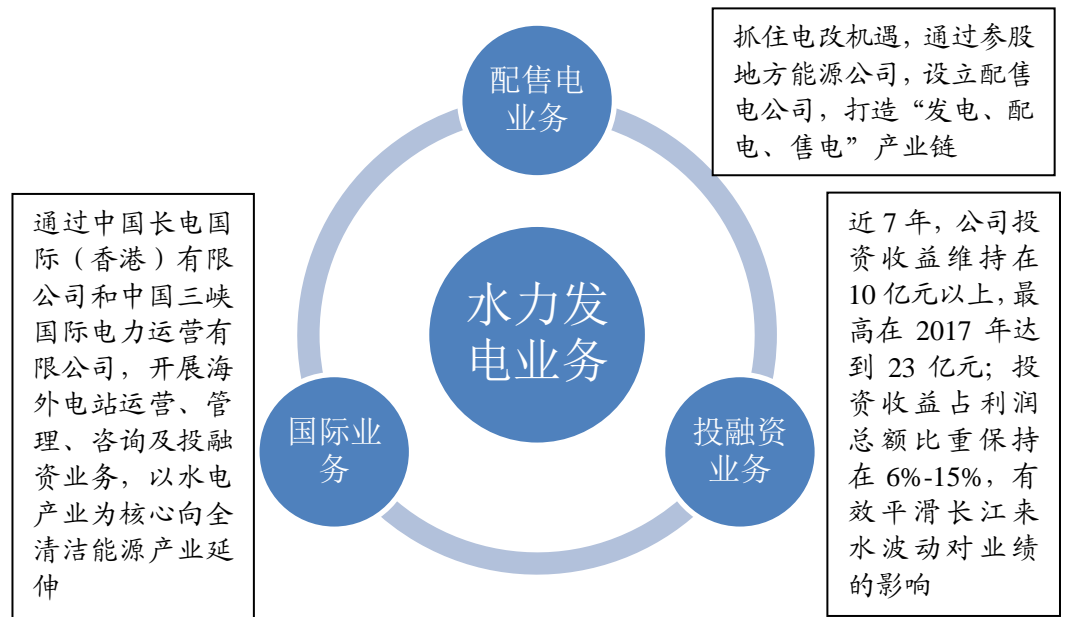


资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

1.2、业务简介：聚焦水力发电，配套发展业务，平抑水电业绩波动

以水力发电为主，配套发展协同业务：长江电力以水力发电业务为主，并配套发展“配售电业务、国际业务、投融资业务”以强化产业链竞争优势，并平抑“单一水电业务”业绩波动风险。

图4：长江电力的业务结构



资料来源：长江电力公司官网，新时代证券研究所

- ✓ **水力发电业务：**截止2017年底，公司总装机容量4549.5万千瓦，占全国水电装机容量的13.3%。拟收购三峡集团在建水电装机容量2620万千瓦（预计在2020年开始投产）。届时，公司将拥有世界12大水电站中的5座，运营的70万千瓦及以上水轮发电机组将占世界总数的2/3，在全国运营的水电装机容量占比将超过20%。

表1：长江电力旗下的水力发电装机容量情况

序号	旗下水电站	装机容量（万千瓦）	装机结构构成（万千瓦）	是否投产	投产时间及预计
1	葛洲坝	273.5	2×17+12.5×19+2	投产	1981
2	三峡	2250.0	左右岸电站 1,830(26*70+2*5)、 地下电站 420(6*70)	投产	2003
3	向家坝	640.0	8*80	投产	2012
4	溪洛渡	1386.0	18*77	投产	2013
投产电站合计		4549.5			
5	乌东德	1020.0		在建	2020
6	白鹤滩	1600		在建	2021
在建电站合计		2620.0			
投产及在建电站合计		7169.5			

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

- ✓ **配售电业务：**抓住电改机遇，通过参股地方能源公司，设立配售电公司，打造“发电、配电、售电”产业链。2017年，配售电板块全年售电量约为150亿千瓦时。
- ✓ **国际业务：**通过中国长电国际（香港）有限公司和中国三峡国际电力运营有限公司，开展海外电站运营、管理、咨询及投融资业务，以水电产业为核心向全清洁能源产业延伸。目前，长江电力参与管理的国际水电电站主要包括三峡集团巴西水电站、巴基斯坦水电站、及马来西亚沐若电站。2016

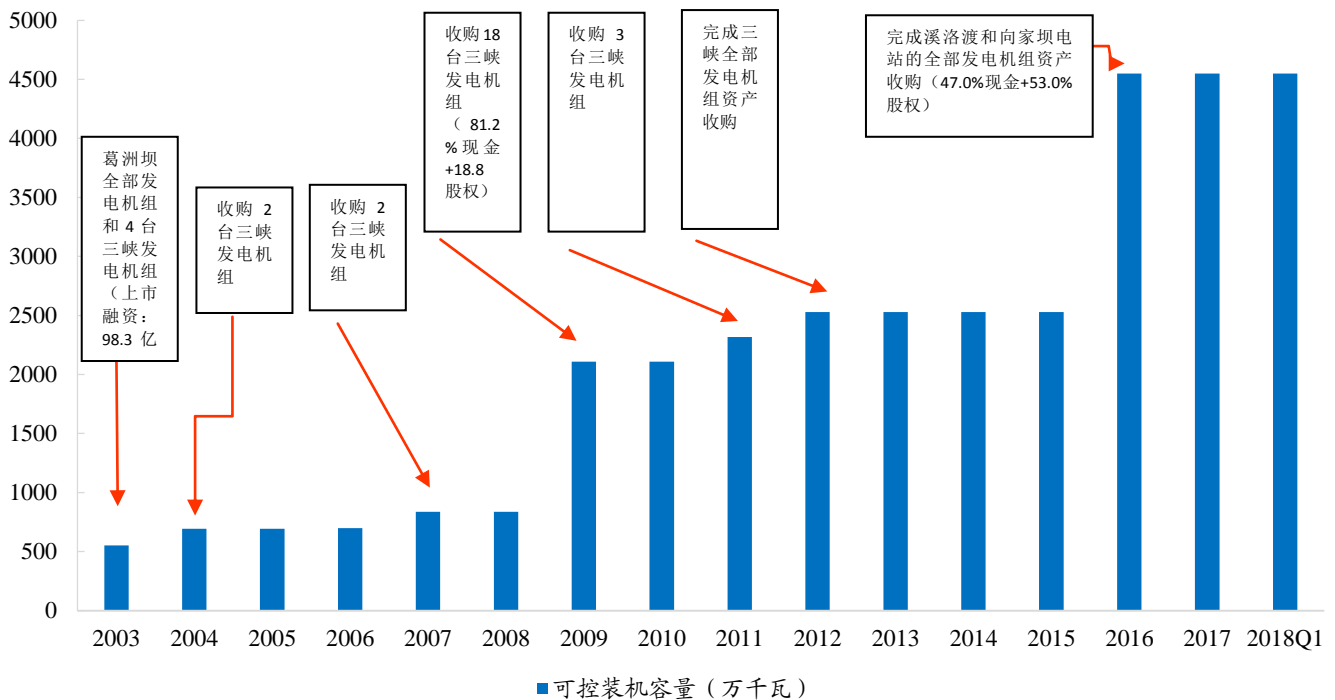
年8月，长江电力联合三峡欧洲以1.94亿欧元收购BCP Lux，旗下Meerwind海上风电项目于2015年2月全部投入商业运营，项目总装机容量为28.8万千瓦。

- ✓ **投融资业务：**近7年，公司投资收益维持在10亿元以上，最高在2017年达到23亿元；投资收益占利润总额比重保持在6%-15%，有效平滑长江来水波动对业绩的影响。

1.3、业绩综述：盈利能力持续改善，现金流状况优异

长江电力水电装机容量跳跃式增长，业绩迅速攀升：自2003年上市以来，长江电力通过收购三峡发电机组、溪洛渡及向家坝发电机组，水电装机规模实现跳跃式提升。装机规模自2003年的551.5万千瓦增加至2017年的4549.5万千瓦(CAGR为22.3%)。长江电力控股股东(三峡集团)在建的乌东德和白鹤滩电站预计分别在2020年、2021年投产，根据上市公司避免同业竞争的承诺，后续“乌东德和白鹤滩电站”注入后还将新增装机容量2620万千瓦。

图5：长江电力水电装机容量跳跃式增长，业绩迅速攀升



资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

发电量增幅远高于来水量增幅，内生盈利能力提升：2015年长江电力注入溪洛渡及向家坝电站，受益于装机容量增加，2017年公司总发电量达2108.93亿千瓦时，其中三峡、葛洲坝、溪洛渡、向家坝发电量占比分别为46.28%、9.03%、29.11%、15.57%。2018年H1，长江电力发电量达813.18亿千瓦时，占全国水电发电量的17.61%。

公司通过运用流域梯级联合调度方法减少弃水，充分利用水资源，三峡电站及葛洲坝电站的发电量持续提升。三峡-葛洲坝水库来水量从2010年4,066.57亿立方米提升至2017年4,214.00亿立方米(增幅仅为3.63%)，同期三峡电站发电量从2010年843.7亿千瓦时提升至2017年976.05亿千瓦时(增幅15.69%)，葛洲坝电站发电量从2010年162.41亿千瓦时提升至2017年190.52亿千瓦时(增幅17.31%)，

三峡电站及葛洲坝电站发电量增幅远高于来水量增幅，内生盈利能力逐步提升。

表2: 长江电力旗下4个电站的历年发电量情况(亿千瓦时)

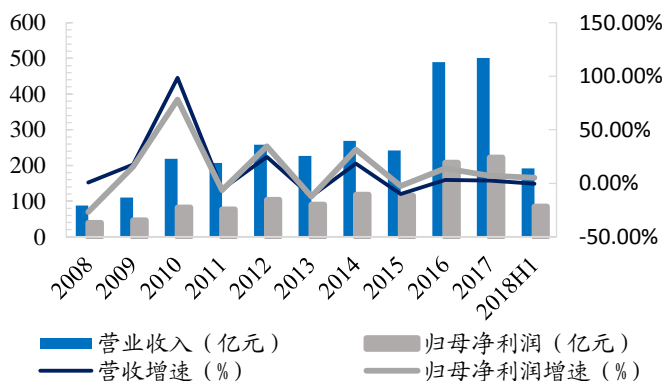
年份	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018H1
三峡电站(亿千瓦时)	843.7	782.93	981.07	828.27	988	870.07	935.33	976.05	
葛洲坝电站(亿千瓦时)	162.41	162.64	166.42	158.6	178	179.72	182.99	190.52	
溪洛渡电站(亿千瓦时)							610.03	613.91	
向家坝电站(亿千瓦时)							332.25	328.45	
总发电量(亿千瓦时)	1006.11	945.57	1147.49	986.87	1166	1049.79	2060.6	2108.93	813.18

资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

业绩快速增长, 盈利能力持续强化: 2008-2017年, 受益于水电装机容量提升及流域梯级联合调度的效益发挥, 长江电力营业收入从88.07亿元增加至501.47亿元(CAGR为21.32%), 归母净利润从39.30亿元增加至222.61亿元(CAGR为21.25%), 营收及归母净利润CAGR高于同期装机容量CAGR(20.68%), 长江电力内生经营能力亦在稳步改善。2018年H1, 长江电力实现营业收入192.10亿元(同比-0.42%), 实现归母净利润85.22亿元(同比+5.15%), 业绩持续平稳增长。

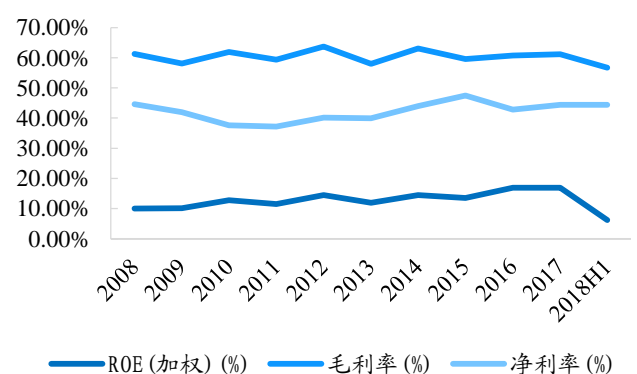
2008-2018年H1, 长江电力毛利率维持在56.74%-63.70%, 净利率水平在37.20%-47.53%, 年化ROE在10.03%-16.91%之间。由于资产负债率提升及总资产周转率增加, 长江电力加权ROE从2008年10.03%逐年提升至2017年16.91%, 盈利能力持续强化。

图6: 2008-2018年H1, 长江电力业绩稳步提升



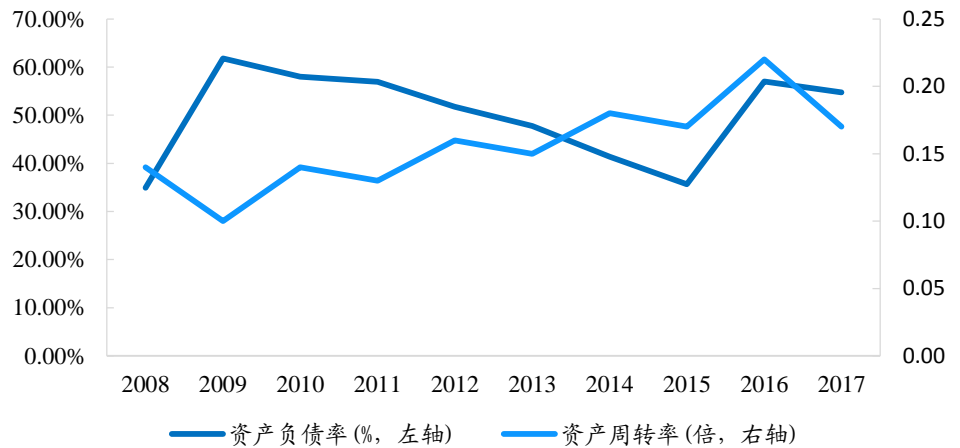
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图7: 2008-2018年H1, 长江电力盈利能力维持在高位



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图8: 2008-2017年, 长江电力的资产负债率及资产周占率呈现上升态势

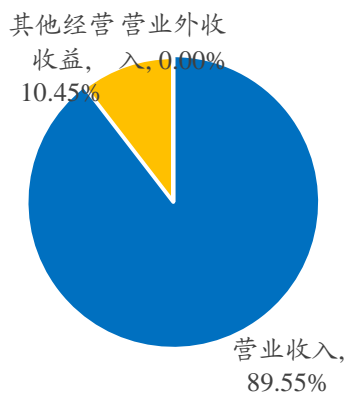


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

主营业务突出, 投资收益占比提升以平抑水电业务波动: 2017 年, 长江电力的电力业务实现营收 496.22 亿元(占主营业务营收比例为 98.95%), 主营业务突出。

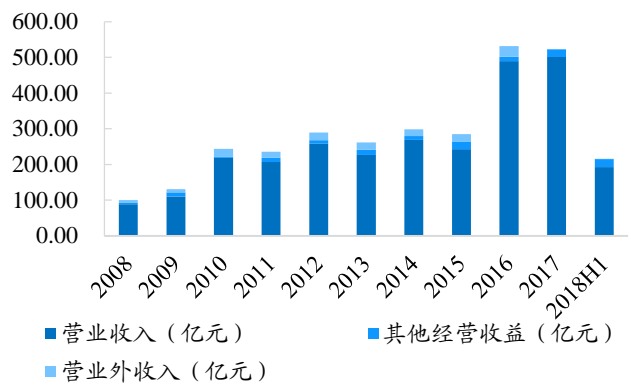
综合收益角度而言, 2018 年 H1, 长江电力营业收入为 192.10 亿元, 其他经营收益为 22.41 亿元, 营业外收入为 0.01 亿元。其中经营收益基本为投资净收益, 投资收益占比提升可有效平滑长江来水波动对公司业绩的影响。

图9: 2018 年 H1, 长江电力的收入结构构成



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图10: 2008-2018H1, 长江电力的收入构成趋势图

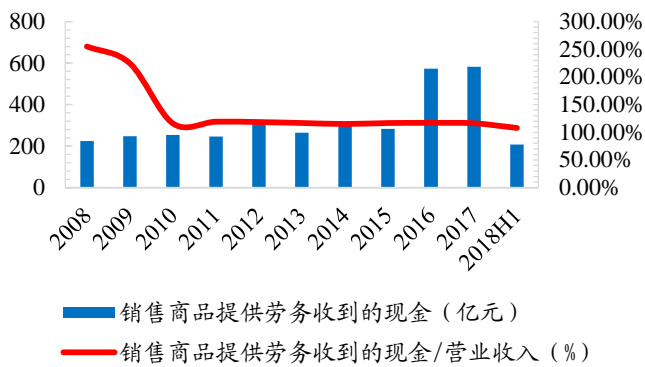


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

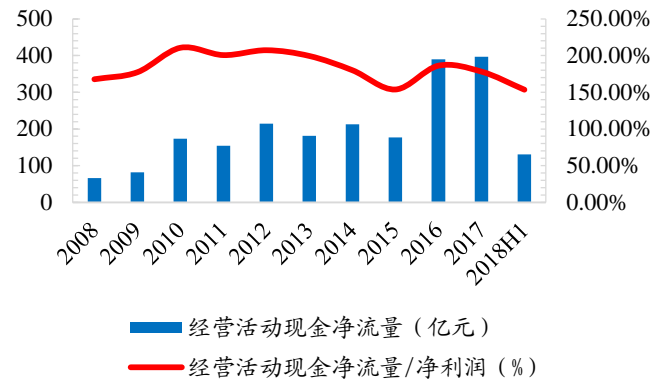
折旧 (非付现成本) 占比高, 现金流充裕: 电力行业关系国计民生, 需求刚性, 电力行业现金流状况优异。2010-2018 年 H1, 长江电力销售商品提供劳务收到的现金占营业收入比例在 107.82%-119.13%, 经营活动现金净流量占净利润比例在 210.62%-153.48%。由于固定资产折旧成本 (非付现成本) 占比高 (占总成本的比例在 40-44%), 公司经营活动现金净流量远超过同期净利润。2018 年 H1, 长江电力销售商品提供劳务的现金为 207.12 亿元 (占营收比例为 107.82%), 经营活动现金净流量为 130.86 亿元 (占净利润比例为 153.48%)。

图11: 2008-2018H1, 长江电力销售商品提供劳务收到的现金情况

图12: 2008-2018H1, 长江电力经营活动现金净流量情况



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

2、行业概况: 优质大水电项目稀缺性凸显, 水电需求侧格局有望改善

2.1、水电简介: 投入大, 回报期长, 建设门槛高

水电站建设门槛较高: 水利水电工程具有防洪、航运、供水、生态及能源安全等功能, 是关系国民经济及社会发展的基础工程。但水利水电工程的建设周期长、投资大、协作部门多, 受自然资源、地形、地质、水文气象条件的影响很大, 存在较高的技术、资金、资质等壁垒。

图13: 水电站具有自然条件影响大、盈利能力强、梯级调度、优先上网、综合效益明显等五大特点, 建设壁垒较高

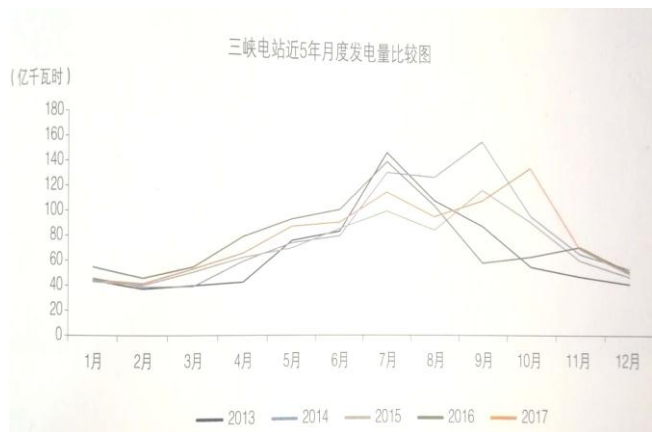


资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

- ✓ **水电站受自然条件及气候条件影响较大:** 水电站必须修建在水能蕴藏量较为丰富的河流或者湖泊之上, 选择坝址需综合考虑地址、能源开发、移民、环保等限制因素, 如: 1) 最好位于季风区, 降水充足; 2) 汇水面积宽广; 3) 河流落差较大; 4) 峡谷地形, 便于筑坝; 5) 考虑水位以下人口居住及移民情况。因此与风电、光伏、核电等严格的选址要求相似, 水电站一般距离售电地区较远 (而火电站选址则较为灵活), 由于电力产品消费具有即时性 (无法储存), 因此水电建设必须考虑消纳及输送问题, 云南四

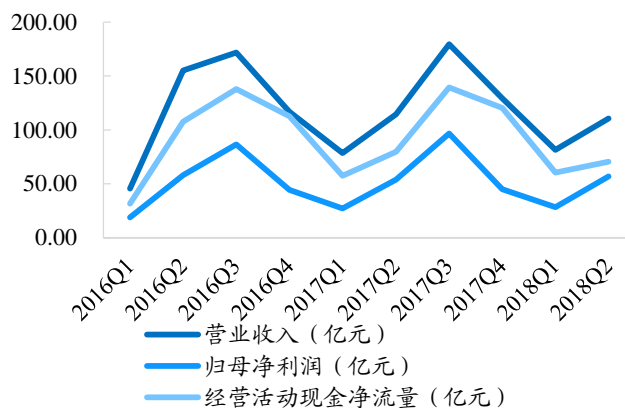
川等水电大省由于当地用电消纳能力不足及水电输送能力受限，当地水电站经常发生弃水现象。由于中国属于季风气候，降雨主要集中在6-9月份，不同季节的河水流量波动量较大，导致水电站发电量也季节性规律增减，收入主要集中在下半年。

图14: 2013-2017年, 三峡电站月度发电量主要集中在6月-11月份



资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

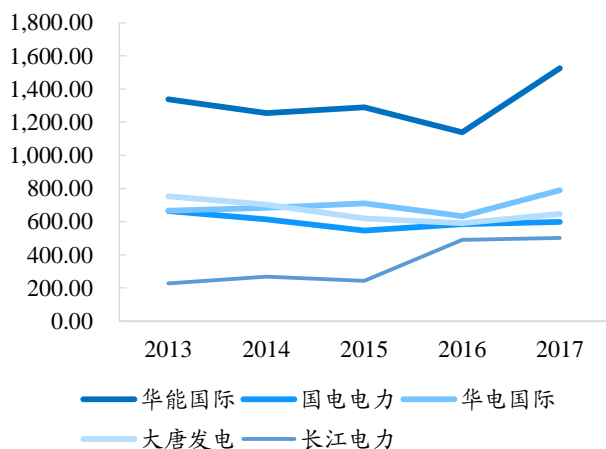
图15: 2016Q1-2018Q2, 长江电力营业收入、归母净利润、经营活动现金净流量的分季度走势



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

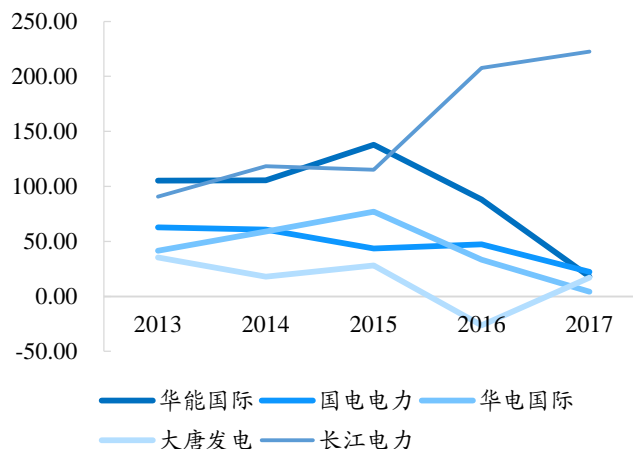
- ✓ **水电项目建设期长, 工程投入大, 投资回报期长, 盈利能力强, 现金流充沛:** 水电站一般地处深山峡谷中, 修建一座电站需要从铺路架桥开始, 历经截流、大规模土石方开采, 混凝土浇筑, 机电设备安装调试等阶段, 建设规模大, 建设周期长, 移民人数多, 投资回报率低。以三峡工程为例, 建设工期长达 17 年, 总投资约为 2000 亿元, 自 1993 年开工至 2003 年首批机组发电的 11 年中, 工程不产生任何回报。但一旦水电机组投产后, 由于在原材料成本、运行维护费用、废料处理成本、稳定运行时间等方面优于其他发电方式, 水电站具有利润率高、盈利能力强、业绩稳定可持续、现金流充沛稳定等优势。

图16: 2013-2017年, 主要水电、火电公司的营业收入情况



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图17: 2013-2017年, 主要水电、火电公司的归母净利润情况

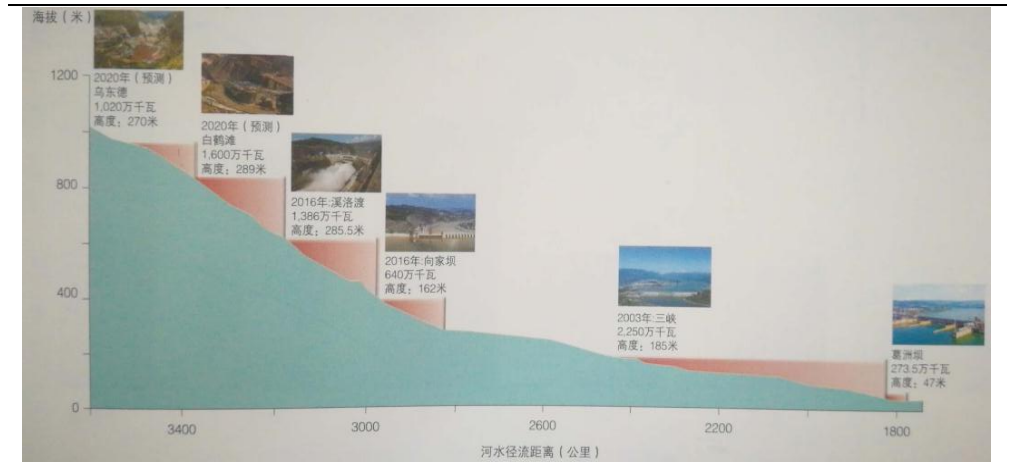


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

- ✓ **水电具有独特的内生性增长优势, 可通过流域梯级联合调度提高效率:** 火电、核电、风电、光伏发电所用能源载体分别为煤炭、核燃料、风力、太阳能, 这些能源载体或者仅在单一电站使用(如煤炭、核燃料、太阳能),

或者无法人工调节（如风力）。唯有水电能源载体（水流）可在流经的每个电站中重复利用，便于调节。对水电运营公司而言，能够控制的流域面积越广，掌控的总库容越大，水情预报精度越高，对用电预测情况越精确，调度方案越科学，电站群能发挥的综合效益就越大。通过水文形势及用电需求的预测，调节下泄流量，实现同一流域电站群的优化运行，提高水电利用率和发电量。这是拥有同流域多电站群水电公司重要的内生性增长来源。目前，长江电力已经形成溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝的“四库联调”，公司预计乌东德、白鹤滩水电站将于2020年、2021年投产发电，届时“六库联调”将发挥作用，“流域梯级联合调度”效用将进一步提升。

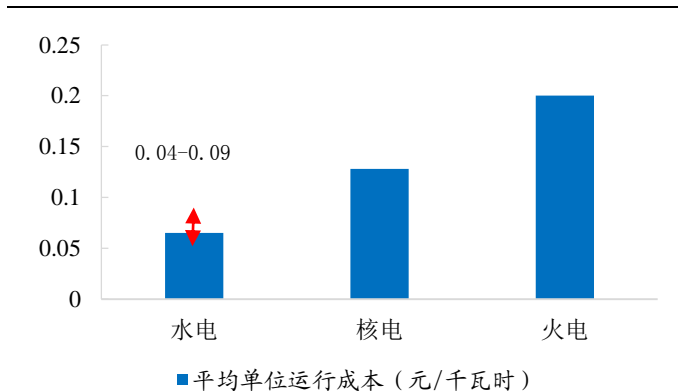
图18: 长江电力有望形成长江流域六库梯级联合调度



资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

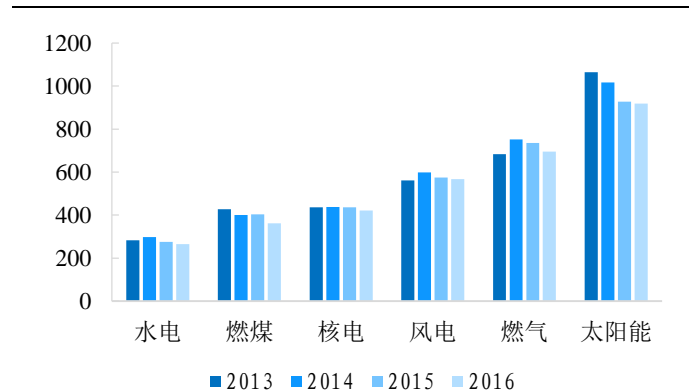
- ✓ **水电为清洁可再生能源, 成本低廉, 有优先上网优势:** 国家鼓励与支持“清洁可再生能源发展及并网发电”。根据《关于有序放开发用电计划的实施意见》: 在确保供电安全前提下, 优先保障水电等清洁能源优先上网并保障水电等清洁能源送出。根据《国家发改委、国家能源局关于有序放开发用电计划的通知》明确国家规划内的既有大型水电通过优先发电计划予以重点保障, 优先发电计划电量不低于上年实际水平或多年平均水平。相比其他能源形式, 水电的运行成本及上网电价均有较大优势: 1) 水电平均单位运行成本为 0.04-0.09 元/千瓦时, 远低于火电 (约 0.2 元/千瓦时) 及核电 (约 0.128 元/千瓦时); 2) 近 4 年, 中国水电平均上网电价为 0.27-0.30 元/千瓦时, 较火电上网电价 (0.36-0.43 元/千瓦时) 更具竞争优势。

图19: 水电运行成本远低于火电、核电的运行成本



资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

图20: 2013-2016, 火电上网电价为水电上网电价的 1.3-1.6 倍



资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

- ✓ **水电站一般具有防洪、航运、补水等综合效益：**由于水电站一般可储存一定水量从而按需调节，因此水电站除了发电外，还具有防洪、航运、供水、生态等综合效益。以三峡工程为例，三峡工程是治理开发长江的关键性骨干工程，是世界上已建成规模最大的水电站（总装机容量 2250 万千瓦），也是世界承担综合功能任务最多的水利水电工程。目前，三峡工程已经连续 7 年实现 175 米试验性蓄水目标，其防洪、航运、发电、补水等巨大综合效益显著发挥。

图21： 三峡工程防洪、航运、发电、补水等巨大综合效益显著发挥

防洪	发电	航运	补水
历史上，长江上游河段及其多条支流频繁发生洪水，每次特大洪水时，宜昌以下的长江荆州河段（荆江）都要采取分洪措施，淹没乡村和农田，以保障武汉的安全。在三峡工程建成后，其巨大库容所提供的调蓄能力将能使下游荆江地区抵御百年一遇的特大洪水，也有助于洞庭湖的治理和荆江堤防的全	三峡工程的经济效益主要体现在发电。该工程是中国西电东送工程中线的巨型电源点，所发的电力将主要售予华中电网的湖北省、河南省、湖南省、江西省、重庆市，华东电网的上海市、江苏省、浙江省、安徽省，以及南方电网的广东省，可缓解我国的电力供应紧张局面。截至2017年3月，三峡电站累计发电量突破一亿千瓦时。	三峡蓄水前，川江单向年运输量只有1000万吨，万吨级船舶根本无法到达重庆。三峡工程结束了“自古川江不夜航”的历史，三峡几次蓄水使川江通航条件日益改善。2009年，通过三峡大坝的货运量有7000万吨左右。自2003年三峡船闸通航以来，累计过坝货运量突破3亿吨，超过蓄水前22年的货运量总和。	2008年10月25日，湘江低水位导致供水困难，长江防总连夜加大三峡水库下泄流量，确保了湘江沿岸用水安全。2009年，三峡水库连续3次加大下泄流量，及时缓解了洞庭湖、鄱阳湖地区供水紧张。去年1月至6月上旬，长江中下游遭遇罕见干旱，三峡水库向下游补水200亿立方米，抬高长江中下游干流水位 0.7至1.2米，保障了沿线地区人畜饮水安全，有效改善了长江航运条件

资料来源：长江电力公司官网，新时代证券研究所

水电站分类——常规水电站及蓄水式水电站是工程应用主体：按利用水源的性质，水电站可分为常规水电站、抽水蓄能电站、潮汐电站三类。按照对天然水流的利用方式和调节能力，水电站可分为径流式水电站、蓄水式水电站两类。其中，常规水电站及蓄水式水电站是工程应用主体。

表3： 水电站分类情况

分类标准	水电站类型	分类内容
利用水源的性质，	常规水电站	利用天然河流、湖泊等水源发电
	抽水蓄能电站	利用电网中负荷低谷时多余的电力，将低处下水库的水抽到高处上水库存储，待电网负荷高峰时放水发电，尾水至下水库，从而满足电网调峰等电力负荷的需要
	潮汐电站	利用海潮涨落所形成的潮汐能发电
水流利用方式和调节能力	径流式水电站	没有水库或水库库容很小，对天然水量无调节能力或调节能力很小的水电站
	蓄水式水电站	设有一定库容的水库，对天然水流具有不同调节能力的水

资料来源：长江电力公司官网，新时代证券研究所

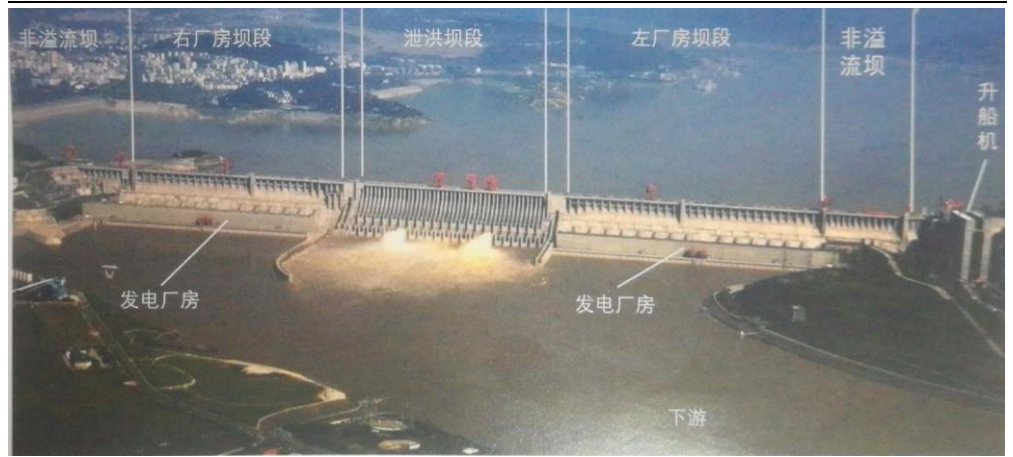
水电站基本设施构成：水电站基本设施包括大坝、厂房、泄洪设施等。根据抵抗水头压力的机制不同，大坝类型可分为重力坝和拱坝：

- ✓ **重力坝：**通过利用坝体自身重量来抵抗上游水压力并保持自身稳定的坝型（如三峡大坝），重力坝由多个坝块组成，每个坝块都可独自受力，因此重力坝具有稳定性好、抵抗灾害能力强的特点，但其亦有相对造价高、施

工周期长、施工工程量大等缺点。

- ✓ **拱坝：**像拱桥一样，是在平面上呈凸型的挡水建筑物，主要利用凸型抗压能力强的特性，将水压力的全部或部分传到河谷两岸的基岩上。与重力坝相比，拱坝在水压力下坝体稳定性不需要依靠本身重量来维持，主要是利用两侧山体的岩石来支撑，因此拱坝可充分利用筑坝材料的强度，是一种经济性和安全性都很好的坝型。拱坝主要缺点为对坝址河谷形状及地基要求较高。拱坝主要有：美国胡佛拱坝、中国溪洛渡电站。

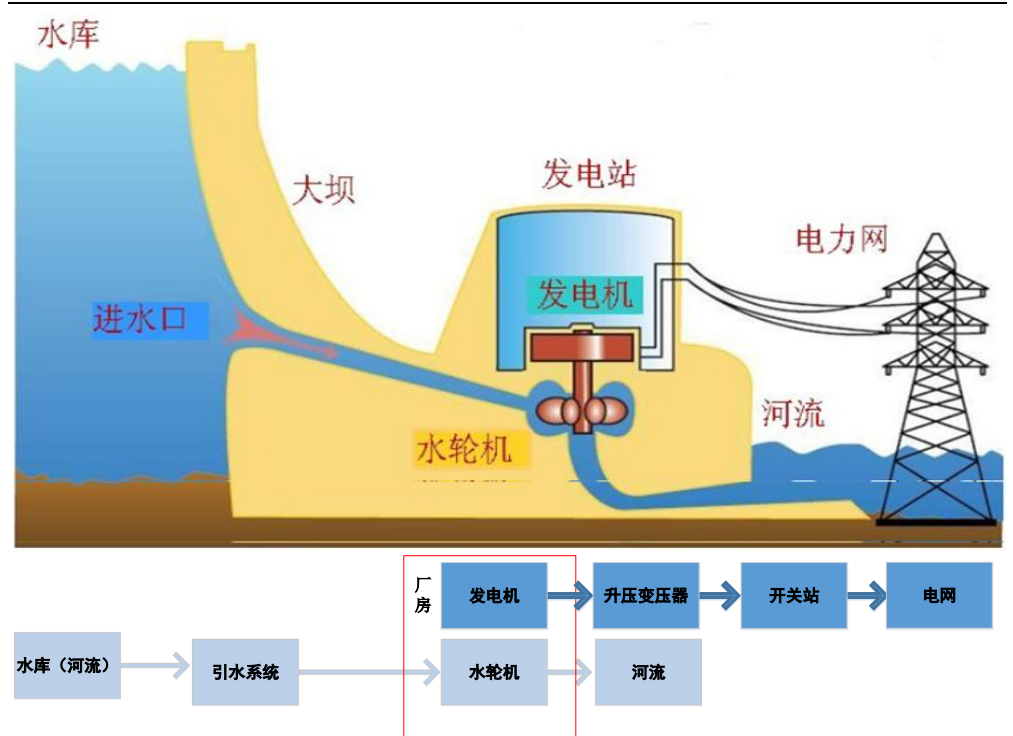
图22： 三峡水电站的组成建筑物



资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

水电站机电设备主要包括：水轮机、发电机、主变压器、开关站：1) 水轮机是把水流能量转化为旋转机械能的动力机械；2) 发电机是把水轮机输出的机械能转化为电能的设备。水轮发电机装在水轮机上，与水轮机同步转动；3) 主变压器是为了减少电能输送过程中的损耗，将发电机发出的电流升至较高电压的设备，主变压器位于发电机和开关站之间。4) 开关站由高压断路器及其连接母线组成的用于开合发电厂与电网连接的装置。

图23： 水电站机电设备由水轮机、发电机、主变压器、开关站等构成



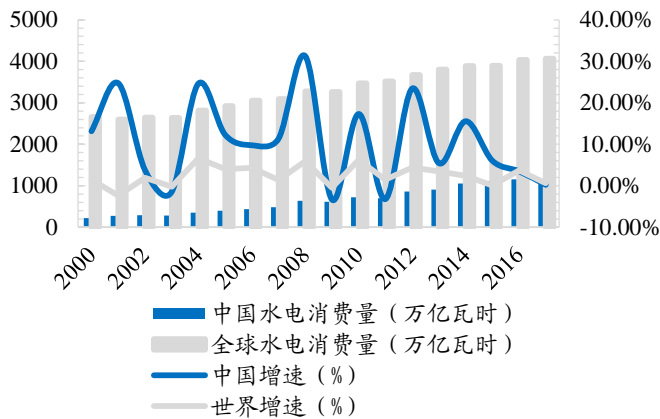
资料来源：西南科技大学网络教学课件，新时代证券研究所

2.2、水电现状：中国水电装机增长迅速，装机/发电量占比约两成

中国已成为全球水电第一大国，水电装机增长迅速：水电具有可再生性、安全稳定、价格低廉等优势，是技术最为成熟、最早大规模商业开发的可再生能源。近年来，国家大力支持清洁能源发展，水电装机增长迅速，陆续建成投产了一大批具有世界水平超大规模的水电站（如三峡电站）。就发电量、消费量、累计装机容量及新增装机容量而言，中国均为全球水电第一大国。

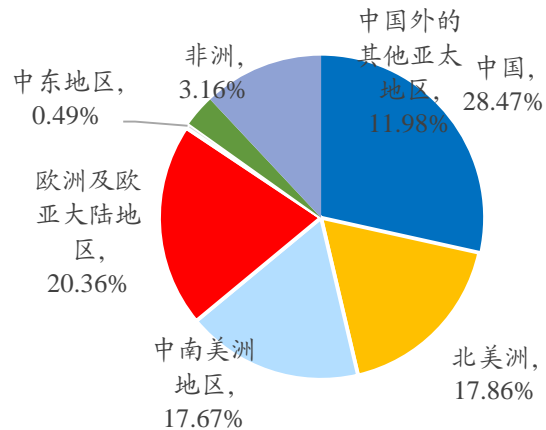
根据 BP，2000-2017 年，全球水电消费量从 2,656.98 万亿千瓦时增加至 4,059.87 万亿千瓦时（CAGR 为 2.53%），同期中国水电消费量从 222.41 万亿千瓦时增加至 1,155.77 万亿千瓦时（CAGR 为 10.18%），中国水电消费量增速远快于全球增速。2017 年，中国水电消费量占全球比例为 28.47%。

图24： 2000-2017 年，中国及全球水电消费量及增速



资料来源：Wind 资讯（BP），新时代证券研究所

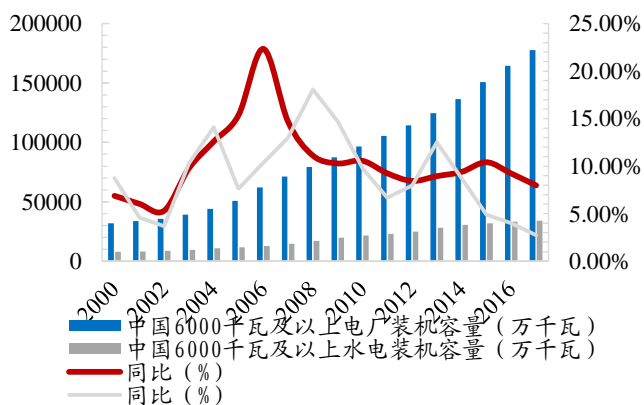
图25： 2017 年，中国水电消费量占全球比例为 28.47%



资料来源：Wind 资讯（BP），新时代证券研究所

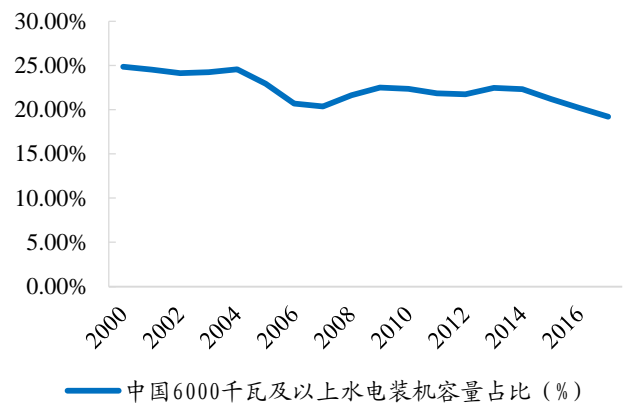
2017 年中国水电装机占比为 19.20%：2017 年，中国 6000 千瓦及以上电厂发电设备装机容量为 17.77 亿千瓦（同比+7.98%），其中 6000 千瓦及以上水电厂发电设备装机容量为 3.41 亿千瓦（同比+2.73%）。由于近年来水电装机增速慢于电站整体装机增速，水电装机容量占比从 2000 年的 24.85% 下降至 2017 年 19.20%。

图26： 2000-2017 年，中国 6000 千瓦及以上电厂、水电发电设备容量 (万千瓦) 及增速 (%)



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

图27： 2000-2017 年，中国 6000 千瓦及以上水电发电设备容量占比情况 (%)

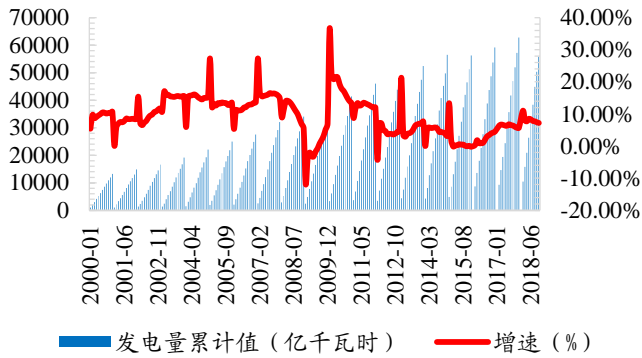


资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

2017 年中国水电发电量占比为 17.24%：2017 年，中国发电量累计为 62,758

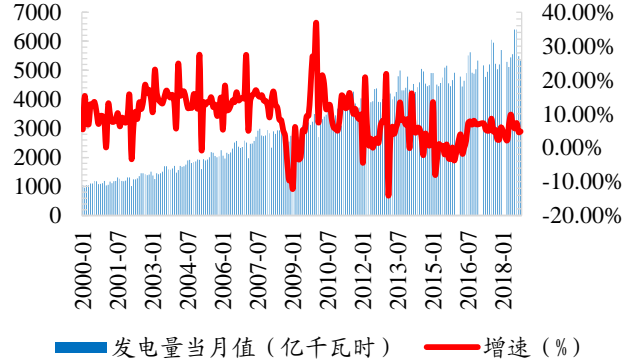
亿千瓦时(同比+5.70%),其中水电发电量累计值为10,819亿千瓦时(同比+3.40%),占全部发电量比例为17.24%。2018年1-7月,中国发电量累计为38,373.30亿千瓦时(同比+7.80%),其中水电发电量累计值为5,901.10亿千瓦时(同比+3.50%),占全部发电量比例为15.38%。水力发电呈现明显季节性,集中在下半年,因此上半年水电发电量占比往往较低。

图28: 2000-迄今,中国发电量累计值及增速(%)



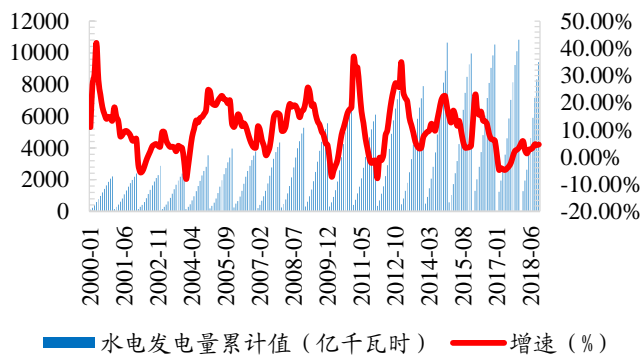
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图29: 2000-迄今,中国发电量当月值及增速(%)



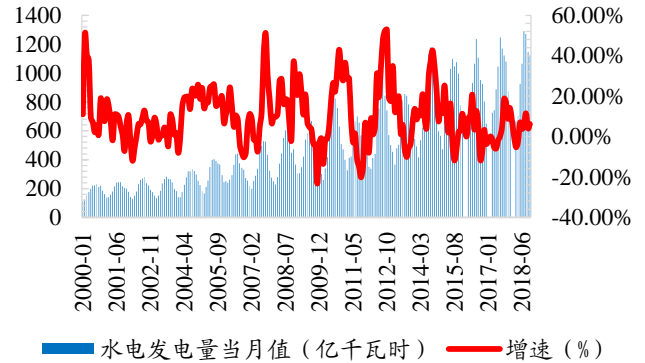
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图30: 2000-迄今,中国水电发电量累计值及增速(%)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图31: 2000-迄今,中国水电发电量当月值及增速(%)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

2.3、水电未来: 水电开发成本上升, 优质大水电项目稀缺性凸显

中国7成水力资源集中在西南地区, 需西电东送以保障电力消纳: 根据国家发改委2005年发布的全国水力资源复查结果, 中国水电资源理论蕴藏量6.08万亿千瓦时, 理论蕴藏装机6.94亿千瓦, 技术可开发装机5.42亿千瓦, 是世界上水力资源最丰富的国家。中国水能资源主要分布在西南地区, 西南地区(尤其是四川、云南、西藏三省)的水能蕴藏量、及可开发的水能资源均约占全国七成。而中国经济中心及耗电地区则集中在东部区域, 需西电东送以保障水电电力消纳。

表4: 中国7成水力资源集中在西南地区, 需西电东送以保障电力消纳

地区	水能蕴藏量			可开发的水能资源		
	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW.h)	占全国比重 (%)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW.h)	占全国比重 (%)
华北	12299	1077	1.8	692	232	1.2
东北	12127	1062	1.8	1199	384	2.0

地区	水能蕴藏量			可开发的水能资源		
	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kWh)	占全国比重 (%)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kWh)	占全国比重 (%)
华东	30049	2632	4.4	1790	688	3.6
中南	64084	5614	9.5	6743	2974	15.5
西南	473312	41462	70.0	23234	13050	67.8
西北	84177	7374	12.5	4194	1905	9.9
全国合计	676047	59222	100	37853	19233	100.0

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

长江电力占据优质大水电项目，自然资源优势突出：根据中电华发，中国十三大水电基地资源量超过全国水电一半，十三大水电基地的规划总装机超过 28576 万千瓦。其中，金沙江水电基地、长江上游水电基地的总规划装机容量分别为 7209 万千瓦、3210.9 万千瓦，合计占十三大水电基地可开发量的比例超过 1/3，且以优质大水电项目为主，长江电力为“金沙江水电基地、长江上游水电基地”优质大水电项目的主要开发者，具备优越的自然条件优势。

表5：中国规划的“十三大”水电基地

十三大水电基地	水电河流域	总规划装机容量 (万千瓦)	已建成装机容量 (万千瓦)	在建装机容量 (万千瓦)	筹建装机容量 (万千瓦)	开发主体	涉及上市公司
金沙江水电基地	石鼓至宜宾	7209	3072	3417	720	三峡总公司、华电、华能、大唐	长江电力
雅砻江水电基地	两河口至江口	2971	1470	1006	495	二滩水电开发有限公司	国投、川投、华电
大渡河水电基地	下尔呷至铜戒	2340	1725.7	398	429	国电大渡河流域水电开发有限公司、四川华电	国电电力
乌江水电基地	乌江至洪家渡	1347.5	1017.5	330 (停建)		贵州乌江水电开发有限公司、中国华电集团贵州公司	华电
长江上游水电基地	宜宾至宜昌、清江	3210.9	2521.5	213+176.4 (停建)	300	中国三峡集团	长江电力
南盘江、红水河水电基地	兴义至桂平河段	1745.1	1208.3	536.8			大唐、桂冠电力
澜沧江干流水电基地	云南省	2581.5	1905.5	356+60 (取消)	260	华能澜沧江水电有限公司、	华能
黄河上游水电基地	黄河茨哈-青铜峡	1554.73	1314.73		240	黄河上游水电开发有限责任公司、甘肃小三峡水电开发有限责任公司	国电、国投电力
黄河中游水电基地	托克托县河口镇至禹门口 (龙门)	596.8	162.8	0	434		
湘西水电基地	湘、沅、澧、资	661.30	286	0	375.3	洪江市沅水水电开发有限公司、湖南五凌水电开发有限责任公司	韶能股份
闽浙赣水电基地	闽浙赣	1417					闽东电力
东北水电基地	黑龙江、牡丹江、鸭绿江、嫩江	1131.55	483.4	648.15			国电电力
怒江水电基地	怒江松塔以下至边界	2132	—	360	1772	云南华电怒江水电开发有限公司	华电

十三大水电基地	水电河流域	总规划装机容量(万千瓦)	已建成装机容量(万千瓦)	在建装机容量(万千瓦)	筹建装机容量(万千瓦)	开发主体	涉及上市公司
十三大水电基地		超过 28576	12599	5444+236.4 (取消或停建)	2378		
规划合计							

资料来源：中电华发及搜狐网、360 图书馆，新时代证券研究所

西南地区水电可开发项目占比较少，开发成本上升，优质大水电稀缺性突出：根据中电华发不完全统计，目前，已建成装机容量为 12599 万千瓦，在建装机容量为 5444 万千瓦，筹建项目装机量为 2378 万千瓦，取消或停建项目为 236.4 万千瓦。十三大水电基地的水电资源中，可供开发项目的占比已较低。此外，水电开发优先开发经济性、重要性突出的水电项目，后续水电项目的开发成本明显上升，加之移民费用大幅上涨，且水电外送及消纳问题突出，水电经济效益明显下降，优质大水电项目较为稀缺，长江电力行业龙头地位进一步彰显。

- ✓ **水电开发与市场消纳不协调，水电弃水突出。**中国经济中心及电力消费集中在中东部地区，而水电生产集中在西南地区，西南地区电力向中东部地区的水电外送通道建设投产滞后，影响了水电消纳。另一方面，中国经济进入新常态，中东部地区用电增速放缓，加之十二五期间，电力装机增速过快，电力行业普遍出现产能过剩，水电消纳问题突出。由于四川、云南省的新增水电发电能力远超市场需求，两省水电近期出现大量弃水。2016 年，国家四大水电基地（大渡河、雅砻江、金沙江、澜沧江）的 20 多座大型水电站有效水量利用率、有效水能利用率均不到 80%，部分电站甚至低于 60%。四川调峰弃水电量 140 亿千瓦时，云南装机弃水电量 314 亿千瓦时，弃水问题仍突出。
- ✓ **西南地区水电开发成本上升，降低水电经济性。**根据中国电力网统计，当前西南地区已投产水电站平均建设成本大多低于 5000 元/千瓦，正在建设水电站平均建设成本已上升到 8000-10000 元/千瓦，初步估算后续开发的藏东南水电平均建设成本将达到 10000-20000 元/千瓦。“开发成本大幅上升”影响后续西南水电开发外送的市场竞争力。如澜沧江上游梯级电站平均电价达到 0.386 元/千瓦，送到广东后基本没有竞争力。

表6：中国西南水电开发存在多重难题

水电开发问题	具体体现
弃水问题较为突出	用电增幅下滑，市场消纳总量不足，新投产电源增速高于用电增速 水电装机比重大，自身调节能力差，四川具有季、年调节能力水库电站装机仅占水电总装机 36% 跨区输电通道能力不足，十二五，四川水电需要新增外送能力近 3000 万千瓦，而实际仅增加 1520 万千瓦。 市场消纳机制不完善，部分地方电力市场交易规则明显保护当地电源，省间壁垒进一步强化。 龙头电站造价高，梯级补偿机制缺位，导致龙头电站建设滞后，影响全流域梯级水电利用效率。
流域统筹规划和管理薄弱	流域统筹开发和优化调度机制不健全，全流域各电站水雨情测报、防洪、蓄水、发电计划编制、运行调度实施缺乏制度性沟通，影响流域梯级水电站群整体经济效益。
弱	流域环境管理工作统筹不够，相关环境管理工作各项目单位分散组织实施，产权归属、管理责任不明晰，造成部分设施重复投入、项目批复迟缓、验收滞后等问题
移民安置主体责任落实不到位，规划约束性不强	移民安置实施主体责任不强，缺少约束、考核、监督机制。 移民安置规划缺乏严肃性，移民安置方案调整、设计变更较为普遍。 移民安置资金筹措渠道单一，水电企业现金流难以覆盖还本付息、运营成本、移民补偿费用。

水电开发问题 具体体现

税费政策和水电企业承担的税负过高

管理制度不水电项目未享受国家可再生能源优惠政策，未被纳入可再生能源电力配额制和绿色证书交易机制。

尽合理 电力市场交易中，未考虑水电公益性、政策性收费等成本，水电与煤电同等参与市场竞争，部分水电企业亏损程度加大。

后续水电开 后续水电开发难度加大，建设成本大幅提高，加之电站公益性、政策性成本攀升，水电竞争力逐步下降。

发成本提 现行政策难以保障水电的合理收益，企业开发建设水电的积极性受到较大影响，水电建设步伐放缓。

高，水电建

设步伐明显 部分流域电站未列入国家能源发展规划，项目前期工作难以推进

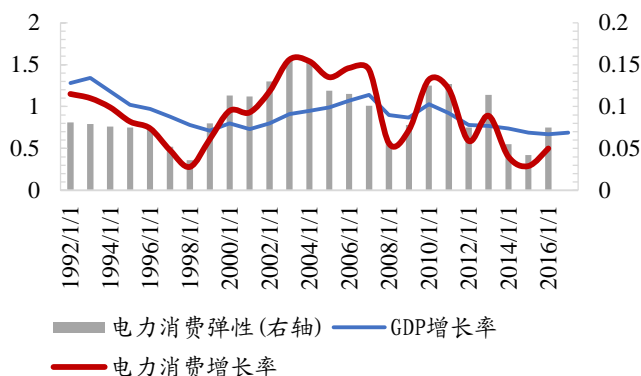
放缓

资料来源：中国能源报，新时代证券研究所

2.4、水电需求：用电量高速增长有望持续，需求侧格局将改善

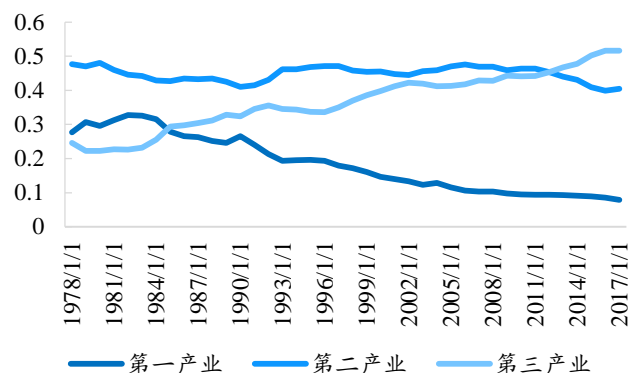
国家经济持续转型升级，高能耗行业占比走低，电力消费弹性有下滑趋势：用电需求与国家经济状况及结构密切相关，近年来，国家新旧经济动能转换加快，第三产业占比持续提升，第一产业、第二产业占比有所下降。由于“第二产业中的工业”为传统用电大户，随着工业占比下降，电力消费弹性系数下降至 0.4-0.8 的水平，电力消费增长率慢于国家 GDP 增长率。随着国家经济结构持续转型升级，预计电力消费弹性系数低于 1 将为常态。

图32： 中国 GDP 增长率及电力消费增长率



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

图33： 中国三大产业的各自 GDP 占比情况 (%)

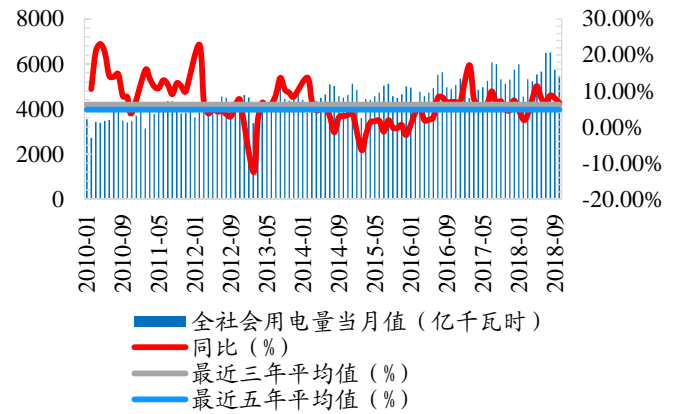
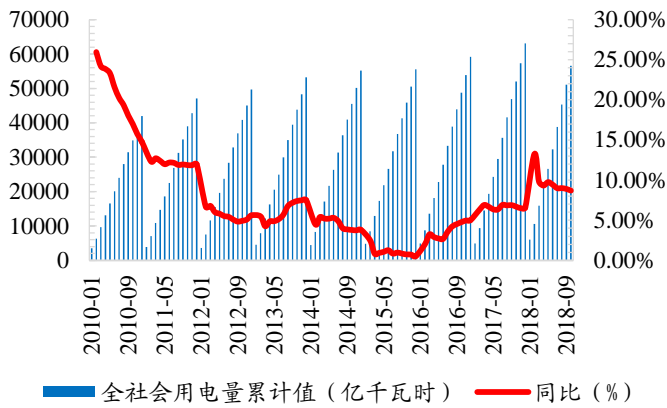


资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

2018 年上半年，全国用电量增速快于近 5 年来增速平均值，第三产业及城乡居民贡献较大：2018 年 1-7 月，中国全社会用电量累计为 38,775 亿千瓦时（同比+9%），其中 2018 年 7 月份当月用电量为 6,484 亿千瓦时（同比+6.80%），增速快于近三年及近 5 年的平均用电量增速（分别为 5.55%、5.03%）。

图34： 中国全社会用电量累计值 (亿千瓦时)

图35： 中国全社会用电量当月值 (亿千瓦时)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

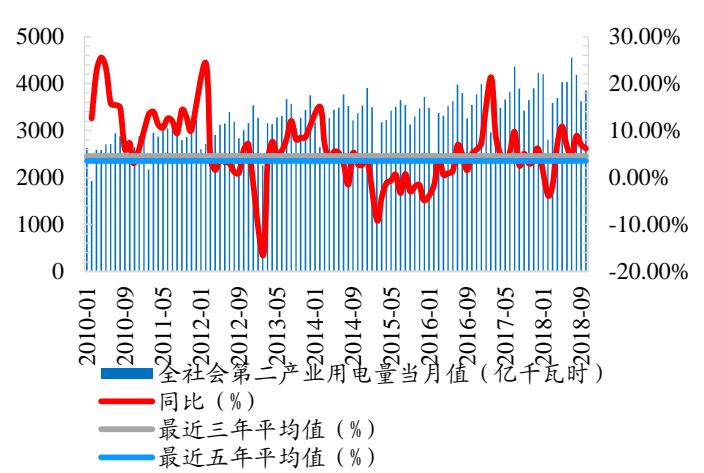
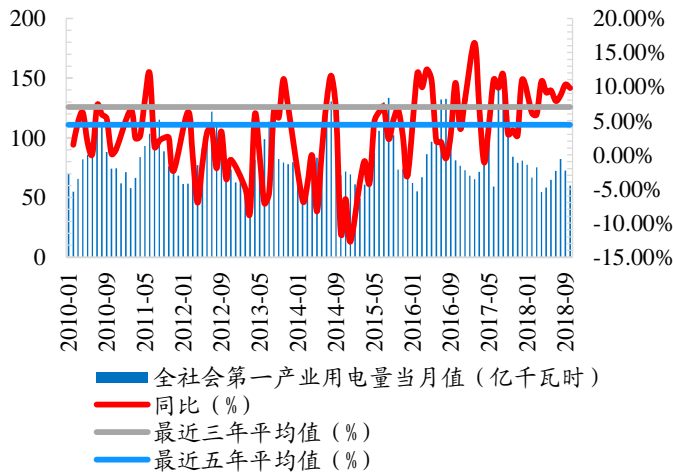
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

分产业而言,“第三产业用电量、及城乡居民用电量”显著拉动全社会用电量增长。

- ✓ **第一产业用电量:** 2018年1-7月,第一产业用电量累计为400亿千瓦时(同比+10%),其中2018年7月份当月用电量为72亿千瓦时(同比7.90%),增速快于近三年及近5年的平均用电量增速(分别为6.56%、4.29%)。
- ✓ **第二产业用电量:** 2018年1-7月,第二产业用电量累计为26,883亿千瓦时(同比+7%),其中2018年7月份当月用电量为4557亿千瓦时(同比4.60%),增速快于近三年及近5年的平均用电量增速(分别为3.79%、3.66%)。

图36: 中国全社会第一产业用电量当月值(亿千瓦时)

图37: 中国全社会第二产业用电量当月值(亿千瓦时)



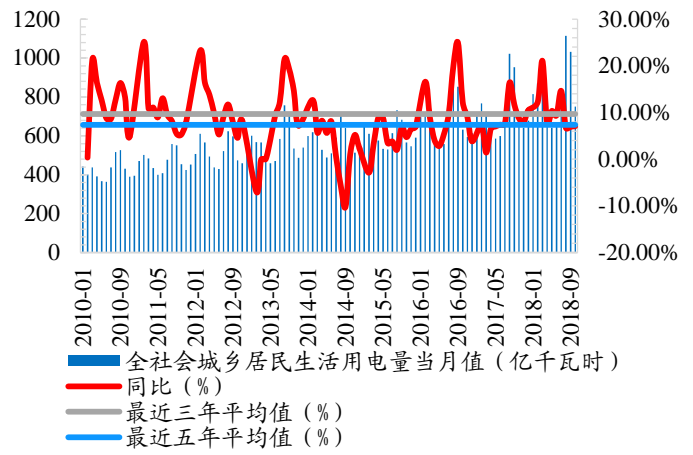
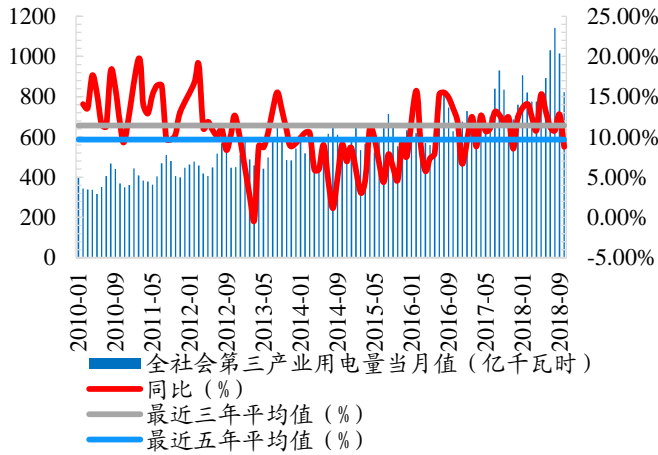
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

- ✓ **第三产业用电量:** 2018年1-7月,第三产业用电量累计为6,101亿千瓦时(同比+14.20%),其中2018年7月份当月用电量为1031.00亿千瓦时(同比+11.20%),增速快于近三年及近5年的平均用电量增速(分别为11.01%、9.80%)。
- ✓ **城乡居民生活用电量:** 2018年1-7月,城乡居民生活用电量累计为5,391亿千瓦时(同比+13.60%),其中2018年7月份当月用电量为824亿千瓦时(同比14.60%),增速快于近三年及近5年的平均用电量增速(分别为9.46%、8.02%)。

图38: 中国全社会第三产业用电量当月值 (亿千瓦时)

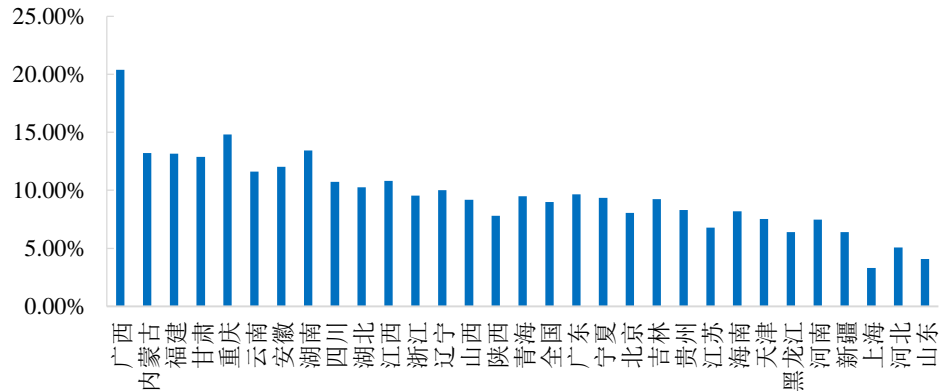
图39: 全社会城乡居民生活用电量当月值 (亿千瓦时)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图40: 2018年7月各省份用电量增速 (累计值, %)



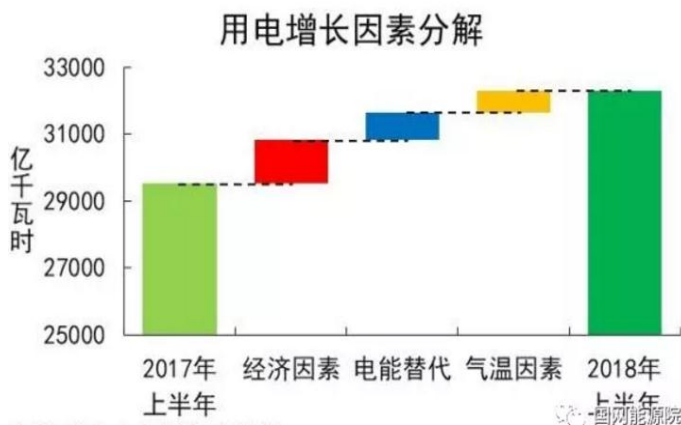
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

经济因素、电能替代因素、气候气温因素为2018年用电量增长的最主要原因，具备一定可持续性：根据国家电网有限公司电力供需研究实验室因素分解结果，2018年上半年用电快速增长主要是经济持续稳中向好、电能替代力度加大以及气候气温等多重因素叠加：1) 经济因素拉动用电增长约4.4个百分点；2) 电能替代因素拉动用电增长约2.8个百分点；3) 气候气温因素拉动用电增长约2.2个百分点。

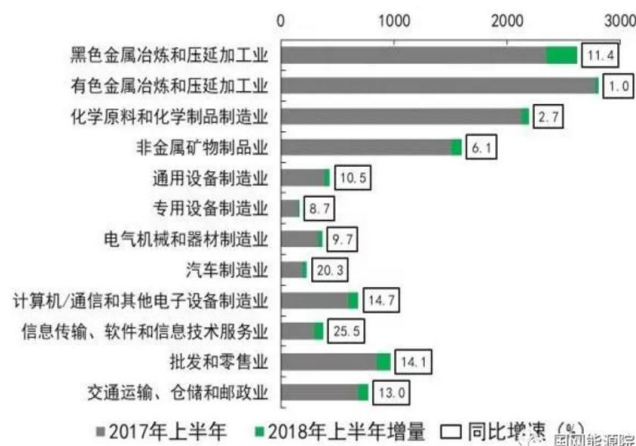
新旧经济动能转换，经济因素拉动2018年H1用电增长约4.4个百分点：2018年H1，经济因素增加用电量约1305亿千瓦时，带动全社会用电量增长约4.4个百分点。2018年H1用电结构而言，化工、建材、黑色、有色等四大高耗能行业整体用电增长放缓，合计增速（5.1%）同比下降1.2个百分点；除四大高耗能外的其余工业合计用电量同比增长9.4%，增速同比提高3.4个百分点，其中汽车制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、通用设备制造业用电量均实现两位数增长；服务业中，信息传输/软件和信息技术服务业、批发和零售业、交通运输/仓储和邮政业用电量同比分别增长25.5%、14.1%、13.0%。新旧经济动能转换明显，用电增长动力可持续性较强。

图41: 2018年上半年，国内用电增长因素分解

图42: 国内重点用电行业的用电量及增速 (亿千瓦时)



资料来源：国网能源院（微信公众号），新时代证券研究所



资料来源：国网能源院（微信公众号），新时代证券研究所

电能替代因素拉动2018年H1用电增长约2.8个百分点，将持续贡献电量消费增量：电能替代指在终端能源消费中，使用电能替代散烧煤、燃油的能源消费方式，通过大规模集中转化来提高燃料使用效率、并减少污染物排放。电能替代包括以电代煤、以电代油、农业生产电气化等方式。根据2016年5月《关于推进电能替代的指导意见》，“十三五”期间，在北方居民采暖、生产制造、交通运输、电力供应与消费等四个领域的全面推进电能替代，实现能源终端消费环节替代散烧煤、燃油消费约1.3亿吨标准煤，带动电煤占煤炭消费比重提高约1.9%，带动电能占终端能源消费比重提高约1.5%，促进电能消费比重达到约27%。2017年6月印发的《电力发展“十三五”规划》，提出到2020年新增电量消费约4500亿千瓦时（占2017年全年社会用电量63076亿千瓦时的比例为7.13%）。2017年9月，国家印发《关于推进北方采暖地区城镇清洁供暖的指导意见》，在京津冀和周边地区“2+26”个城市推进“煤改气”“煤改电”以及可再生能源供暖工作。预计仅北京地区2017年“煤改电”用户累计已超过80万户。

根据金合能源，仅从当前技术可行性考虑，中国电能替代潜力空间约2.2万亿千瓦时（占2017年全社会用电量6.3万亿千瓦时的34.92%），其中“煤改电”“油改电”潜力分别为18000亿千瓦时、4000亿千瓦时；预计2020年电能替代规模有可能超过6000亿千瓦时。

表7：中国相关电能替代目标

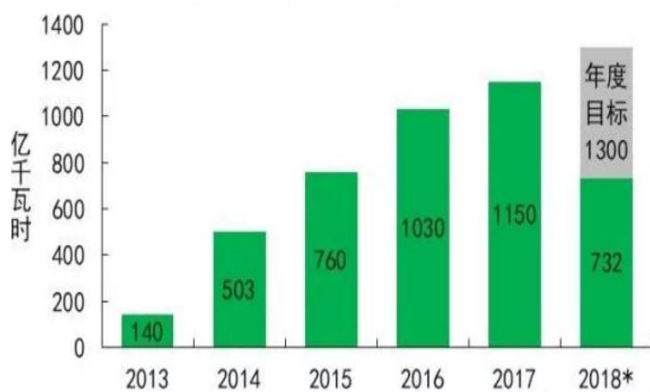
主体	电能替代目标
国家八部委《关于推进电能替代的指导意见》	提出2020年前，实现能源终端消费环节电能替代散烧煤、燃油消费总量约1.3亿吨标准煤，带动电能占终端能源消费比重提高约1.5%，促进电能占终端能源消费比重达到约27%
《电力发展“十三五”规划》	2020年，电能替代新增用电量约4500亿千瓦时。力争实现北方大中型以上城市热电联产集中供热率达到60%以上，逐步淘汰管网覆盖范围内的燃煤供热小锅炉。
国网公司《“十三五”电能替代规划》	在清洁取暖、工（农）业生产制造等五个领域全面推进电能替代，力争到2020年完成替代电量5800亿千瓦时，其中以电代煤完成4400亿千瓦时，拓展清洁能源消纳空间230亿千瓦时。
南方电网印发《电能替代工作指导意见》	明确提出要结合南方五省区各自特点，因地制宜推广重点在电锅炉、热泵、岸电、电磁厨房等9类电能替代技术，力争到“十三五”末电能占终端能源消费比重较“十二五”提高2~3个百分点。2016年，南方电网需求侧实现电能替代电量超45亿千瓦时。
广西电网	截至2017年5月底，南宁供电局已推动完成多个电能替代项目，预计年替代电量约1.5亿千瓦时
贵州电网	2017年，南方电网贵州公司电能替代电量目标值为8亿千瓦时。2017年已推动实施电能替代项目265个，实际完成替代电量8.13亿千瓦时。
广东电网	2016年，广东电网公司全面启动电能替代推广，截至2016年6月底，广东电网已完成电能替代项目37个

资料来源：金合能源公司官网，新时代证券研究所

实施层面而言，2017年，国家电网有限公司电能替代电量1150亿千瓦时（2013-2017年CAGR近70%）；2018年上半年，国家电网完成替代电量732亿千瓦时，全国电能替代电量828亿千瓦时，带动全社会用电量增长约2.8个百分点。

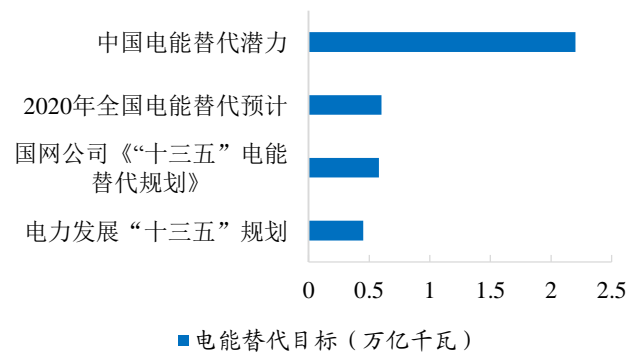
如假设全国电能替代电量/国家电网替代电量之比稳定（828/732），且2020年国家电网完成替代电量5800亿千瓦时，则预计2020年全国电能替代电量将达6560亿千瓦时。如假设国家电网2018年完成1300亿千瓦的电能替代目标，则2019-2020年，国家电网、全国的年均电能替代电量预计分别为1160亿千瓦时、1312.13亿千瓦时。2017年全社会用电量为63,076.58亿千瓦时，如假设2018年、2019年用电量增速为8%、7%。据此预计，电能替代因素（每年1312.13亿千瓦时）将分别带动2019年、2020年全社会用电量分别增长1.93个百分点、1.80个百分点，电能替代将持续贡献电量消费增量。

图43：近年来，国家电网公司电能替代电量



资料来源：国网能源院（微信公众号），新时代证券研究所

图44：电能替代目标及潜在市场预计



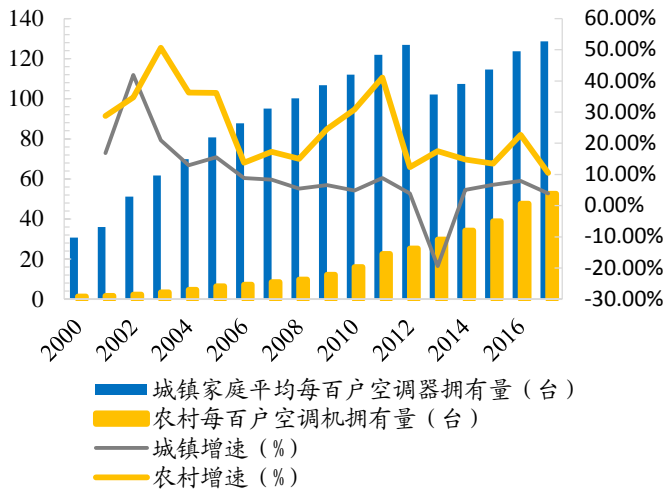
资料来源：金合能源公司官网，新时代证券研究所

高温天气偏多，气候气温因素拉动2018年H1用电增长约2.2个百分点：

2000-2017年中国城镇、农村居民平均每百户空调拥有量CAGR分别为8.77%、24.21%，2017年底分别达到128.60台/百户（同比+3.96%）、52.60台/百户（同比+10.50%）。以居民家庭户数4.3亿、2017年城市化率58.52%简单测算，2017年中国居民家庭空调拥有量4.17亿台，如考虑中央空调，中国空调规模将更大。以4.17亿台空调每年工作100天、每天工作10小时、一小时耗能1kw计算，空调年用电总量为4174.23亿千瓦（占2017年城乡居民用电量8,694.77的48.01%）。近年来，随着城镇化推进及居民生活改善，除空调外的其他家用电器（冰箱、洗衣机等）保有量也将提升，大气环境问题还催生出污染防治专用设备及家用空气净化器等新需求，预计城乡用电需求将呈现持续旺盛格局。

图45：城市及农村每百户家庭的空调器拥有量情况

图46：污染防治专用设备及家用空气净化器产量快速增长



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所



资料来源：国网能源院，新时代证券研究所

2017年，农村百户空调保有量（52.60台）仅为城市保有量的41%，农村仍维持10%以上的空调年增速，我们预计2018-2020E中国空调保有量年增速仍在6%左右。再考虑到气温上升及居民生活改善引起的空调使用天数及时间的延长，预计家庭空调用电量仍将快速增长。

表8: 中国空调存量及增速预测

年份	2017	2018E	2019E	2020E
中国人口户数（亿户）	4.3	4.3	4.3	4.3
城市化率（%）	58.52%	59.52%	60.52%	61.52%
城市户数（户）	2.52	2.56	2.60	2.65
农村户数（户）	1.78	1.74	1.70	1.65
城市空调保有量（台/百户）	128.60	133.60	138.60	143.60
农村空调保有量（台/百户）	52.60	57.86	63.65	70.01
中国空调存量（亿台）	4.17	4.43	4.69	4.96
空调增速（%）		6.04%	5.89%	5.76%

资料来源：Wind 资讯(假设城市空调保有量每年增加5台/百户；农村空调保有量年增速为10%)，新时代证券研究所

用电增长受气候气温影响较大，2018年H1，气候特征表现为年初气温偏低、夏季高温提前，其中1月份平均气温较常年略偏低，3次雨雪天气均伴随较强降温；2月份同样偏低，5次一般冷空气过程范围广、强度大；5月份华南华东多地气温为1961年以来同期最高，个别地区日最高气温突破历史极值；6月份平均气温为1961年以来同期第二高。我们统计北京、上海、广州、武汉等地在2018年前231天中“日最高气温超过30℃及日最低气温低于0℃”的天气占比日期均较2017年同期出现明显增加，上半年气候波动加大对用电增长产生明显拉动。根据国网能源院测算，2018年H1，气候气温因素增加用电量约650亿千瓦时，带动全社会用电量增长约2.2个百分点。

图47: 2018年前231天，高温及低温天气占比较高

图48: 近3年，上半年气候气温因素的电量分解



资料来源: Wind 资讯 (如当日最高气温高于 30℃或最低气温低于 0℃, 说明存在空调或者暖气需求, 假设该情形为气温大幅波动所导致用电增加的简化条件), 新时代证券研究所



资料来源: 国网能源院 (微信公众号), 新时代证券研究所

社会用电增长理应更乐观, 大幅超过此前十三五规划用电量增速: 此前《电力发展“十三五”规划(2015-2020年)》, 曾预计2020年全社会用电量6.8-7.2万亿千瓦时(CAGR为3.6%到4.8%)。2017年全社会用电量为63,076.58亿千瓦时, 已经逼近2020年规划下限。而2018年1-7月, 中国全社会用电量累计为38,775亿千瓦时(同比+9%), 增速仍大幅高于预计CAGR(3.6%到4.8%)。我们认为《电力发展“十三五”规划》预计用电量增速与实际用电量增速偏差主要来自“电能替代因素、气候气温因素”的影响。

根据国家电网有限公司电力供需研究实验室因素分解结果, 2018年上半年用电增速贡献因素中: 1) 经济因素拉动用电增长约4.4个百分点; 2) 电能替代因素拉动用电增长约2.8个百分点; 3) 气候气温因素拉动用电增长约2.2个百分点。展望2019-2020年: 1) 预计国内GDP增速在6.5-6.8%之间, 经济因素拉动用电增速可维持在4个百分点; 2) 考虑到国家电力的十三五电能替代目标及进度, 我们预计电能替代因素将分别带动2019年、2020年全社会用电量分别增长1.93个百分点、1.80个百分点; 3) 气候气温因素虽然难以预测, 但随着近年来温室气体排放及全球变暖, 气候气温因素对用电量的正贡献势必增加, 并非均值回归的传统趋势。2009-2017年城乡居民生活用电增速为8.36%, 我们测算中国空调保有量从2009年2.47亿台增加至2017年的4.16亿台(CAGR为6.70%)。由于空调用电量占城乡居民用电量的比例占一半, 且空调用电量波动幅度远大于“其他电冰箱、电视机、洗衣机、电脑等用电波动幅度”, 因此空调用电量理论增速应与城乡居民用电量增速较为一致(约在8.36%)。由此估计2009-2017年, 气候气温因素导致用电量增加约1.66个百分点。综合以上三个因素, 我们预计2018-2020年, 中国全社会用电量增速分别为8.3%、7.83%、7.7%, 据此预计2020年全社会用电量为79332.64亿千瓦时。即使不考虑气候气温因素, 预计2018-2020年, 中国全社会用电量增速分别为6.8%、6.33%、6.2%, 据此预计2020年全社会用电量为76071.10亿千瓦时。

表9: 2018-2020年, 中国全社会用电量增速情况预计

年份	2018H1	2018E	2019E	2020E	备注
经济因素贡献(百分点)	4.4	4.4	4.4	4.4	
电能替代因素贡献(百分点)	2.8	2.4	1.93	1.80	
气候气温因素贡献(%)	2.2	1.5	1.5	1.5	1.66(预计值)
考虑气温因素的全社会用电量增速(%)	9.4	8.3	7.83	7.7	
不考虑气温因素的全社会用电量增速(%)	7.2	6.8	6.33	6.2	

资料来源: 国网能源院, 新时代证券研究所

长江电力下属电站全部为 100% 可再生发电能源, 水电大机组的发电成本更低, 具备**优先上网**的优势。中国全社会用电量超预期增长, 将率先改善长江电力电量消纳情况。

2.5、水电供给：水电装机增速符合或略低于十三五目标，水电利用小时数或将提升

十三五后期，预计火电、光伏发电装机增速将放缓，核电重启预期较强：根据《电力发展“十三五”规划（2015-2020 年）》，预计 2020 年全社会用电量 6.8-7.2 万亿千瓦时（CAGR 为 3.6% 到 4.8%），全国发电装机容量 20 亿千瓦（CAGR 为 5.5%），人均装机突破 1.4 千瓦，人均用电量 5000 千瓦时左右，电能占终端能源消费比重达到 27%。

分类别装机容量而言，十三五期间（2015-2020 年），燃煤电厂装机容量将从 9 亿千瓦提升至不超过 11 亿千瓦时（CAGR 为 4.1%），燃气电厂装机容量将从 0.66 亿千瓦提升至 1.1 亿千瓦（CAGR 为 10.8%），常规水电装机容量将从 2.97 亿千瓦提升至 3.4 亿千瓦（CAGR 为 2.8%），抽蓄装机容量将从 0.23 亿千瓦提升至 0.40 亿千瓦（CAGR 为 11.7%），核电装机容量将从 0.27 亿千瓦提升至 0.58 亿千瓦（CAGR 为 16.5%），风电装机容量从 1.31 亿千瓦提升至 2.1 亿千瓦（CAGR 为 9.9%），光伏发电装机容量从 0.42 亿千瓦提升至 1.1 亿千瓦（CAGR 为 21.2%）。

就 2017 年底实际装机情况而言，火电、光伏发电装机容量已完成或接近《电力发展“十三五”规划》规定的 2020 年目标，预计后续该二类装机容量增速将大幅放缓或停滞。如 2018 年 5 月 31 日下发的《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模，并将新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元，I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.5 元、0.6 元、0.7 元（含税）。风电装机增速基本符合预期，但核电装机增速低于预期，随着 AP1000 示范项目进展顺利，存在核电重启预期。

十三五后期，预计水电装机增速符合或者略低于十三五预期目标：2017 年，中国 6000 千瓦及以上水电厂发电设备装机容量为 3.41 亿千瓦（同比+2.73%）。如 2020 年底水电装机达到十三五规划的 3.8 亿千瓦（常规水电装机容量 3.4 亿千瓦、抽蓄水电装机容量 0.4 亿千瓦），则 2018-2020 年水电装机容量 CAGR 需要达到 3.68%。考虑到优质大水电项目稀缺，水电开发成本上升及经济性下滑，水电装机供给增速有望**符合或略低于**十三五预期目标。

表10：“十三五”电力工业发展主要目标

类别	指标	2015 年	2020 年	年均增速	属性
电力总量	总装机（亿千瓦）	15.3	20	5.5%	预期性
	西电东送（亿千瓦）	1.4	2.7	14.04%	预期性
	全社会用电量（万亿千瓦时）	5.69	6.8-7.2	3.6-4.8%	预期性
	电能占终端能源消费比重	25.8%	27%	[1.2%]	预期性
	人均装机（千瓦/人）	1.11	1.4	4.75%	预期性
	人均用电量（千瓦时/人）	4142	4860-5140	3.2-4.4%	预期性
电力结构	非化石能源消费比重	12%	15%	[3%]	约束性
	非化石能源发电装机比重	35%	39%	[4%]	预期性
	常规水电（亿千瓦）	2.97	3.4	2.8%	预期性
	抽蓄装机（万千瓦）	2303	4000	11.7%	预期性
	核电（亿千瓦）	0.27	0.58	16.5%	预期性

类别	指标	2015年	2020年	年均增速	属性
	风电(亿千瓦)	1.31	2.1	9.9%	预期性
	太阳能发电(亿千瓦)	0.42	1.1	21.2%	预期性
	化石能源发电装机比重	65%	61%	[-4%]	预期性
	煤电装机比重	59%	55%	[-4%]	预期性
	煤电(亿千瓦)	9	< 11	4.1%	预期性
	气电(亿千瓦)	0.66	1.1	10.8%	预期性
节能减排	新建煤电机组平均供电煤耗(克标煤/千瓦时)	—	300	—	约束性
	现役煤电机组平均供电煤耗(克标煤/千瓦时)	318	< 310	[-8]	约束性
	线路损失率	6.64%	< 6.50%		预期性
民生保障	充电设施建设	满足 500 万辆电动车充电			预期性
	电能替代用电量(亿千瓦时)	—	4500		预期性

资料来源:《电力发展十三五规划》,新时代证券研究所

十三五后期,发电设备平均利用小时数有望提升:以火电为代表的装机增速较快,市场担忧引发电力行业过剩格局并导致发电设备利用小时数下滑。2017年底,中国发电装机容量为17.77亿千瓦时,如2018-2020年维持《电力发展“十三五”规划(2015-2020年)》规定的5.5%年复合增速,预计2020年底中国装机容量为20.87亿千瓦,2020年考虑/不考虑气温气候因素的全社会用电量分别为79332.64亿千瓦时、76071.10亿千瓦时,对应的发电设备平均年利用小时数3783.73小时、3945.96小时,高于此前《电力发展“十三五”规划(2015-2020年)》规定情形的2020年发电设备平均利用小时数为3524.54小时至3834.20小时。

考虑到用电需求侧增速超过十三五规划预期,以及水电装机供给侧将符合或略低于十三五规划预期,水电行业供需格局将持续优化,水电利用小时数或将提升。

2.6、水电输送:长江电力配套专用输变电线路,受电区域覆盖国内主要经济区

西南地区水电输送能力不足导致弃水现象严重,长江电力下属电站配套专用输变电线路:水电消费具有即时性(不能储存),中国水电资源集中在西南地区,电力消纳则集中在中东部地区,输变电工程成为水电工程的重要组成部分,决定水电工程的经济效益发挥。四川、云南等地由于电网和电源建设缺乏统筹协调,电力输送能力不足,导致水电站弃水现象严重:**1) 云南**目前外送通道输电能力2540万千瓦,“十二五”以来,外送通道输电能力提升1860万千瓦,发电装机容量净增4837万千瓦,考虑同期最高用电负荷提高近700万千瓦后,外送通道输电能力增加**明显**小于发电装机供应能力增加。**2) 四川**目前外送通道输电能力2850万千瓦,“十二五”以来,外送通道输电能力提升2160万千瓦,发电装机容量净增4781万千瓦,考虑到同期最高用电负荷提高近1300万千瓦后,外送通道输送能力**仍不能满足**外送需求。

区别于大部分水电站,长江电力下属电站均为大型水电站工程,配备了专属的输变电线路。4座电站配套的输变电容量**略大于或基本接近**水电站的装机容量,不存在其他水电站输变电能力不足问题,配套的输变电工程有效保障了电力消纳。

表11: 长江电力下属电站的外送通道

电站名称	送电区域	送电线路	输送容量 (万千瓦)	电站装机 容量(万千瓦)
葛洲坝电站	华中	10回220kV交流; 6回550kV交流		273.5
	华中	500kV交流	900	
三峡电站	华东	宜都-华新±500kV直流; 龙泉-郑平±500kV直流; 团林-枫泾±500kV直流; 葛洲坝-南桥±500kV直 流	1020	2250.0
	南方	江陵-鹤城±500kV直流	300	
向家坝电站	上海	复龙-奉贤线±800kV直流	640	640.0
溪洛渡电站	浙江	宜宾-金华线±800kV直流	800	1386.0
	南方电网	牛寨-从化±500kV直流	640	

资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

售电区域位于国内主要经济区, 充分保障电力消纳: 长江电力下属葛洲坝、三峡、向家坝、溪洛渡等4座电站作为“西电东送”骨干电源, 所发电量主要销往华中地区(湖北、湖南、河南、江西、重庆、四川)、华东地区(上海、江苏、浙江、安徽)及南方地区(广东、云南), 输电范围覆盖全国主要经济圈, 充分保障电力消纳情况。

表12: 长江电力下属电站售电区域及电量分配情况

电站名称	丰水期	枯水期	备注
葛洲坝电站	华中、华东区域		
三峡电站	广东50%、华东50%, 广东16%、华东 超过区域设计输送能力, 送往华中消纳 重庆, 40亿千瓦时/年	32%、华中52%按丰水期(5月至9月), 枯水期(10月至 次年4月);	
向家坝电站	上海	四川15%、云南 15%和上海70%	丰水期(6月至10月), 枯水期(11月 至次年5月)。由于向家坝电站与云南电 网无电气联系, 枯水期向家坝留云南电量 与溪洛渡留四川电量进行置换。置换后,
溪洛渡电站	浙江50%、广东50%	四川15%、云南 15%、浙江35%、 广东35%	枯水期溪洛渡留存30%电量由四川、云南 按7:23比例消纳, 向家坝留存30%电量全 部由四川消纳

资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

3、分析框架: 水电行业盈利模型探讨及关键盈利因子分析

3.1、长江电力业绩框架: 从利润表出发, 提取关键盈利因子

我们将从长江电力利润表构成出发, 提取在水电行业利润表中占比较高且变动较大的项目(关键盈利因子), 化繁为简, 重点分析关键盈利因子的变动及对业绩影响。

$$\text{营业收入} = \text{平均上网电价} \times \text{上网电量}$$

上网电量受到水电发电能力(来水量)及消纳情况(弃水)的联合影响。水电作为清洁能源, 具有优先上网优势, 且长江电力下属大型水电站具有专用输电线路送往经济发达地区, 其水电消纳之虞较小, 因此长江电力营收主要决定于来水量

及平均上网电价。

$$\text{毛利润} = \text{营业收入} - \text{营业成本}$$

长江电力的发电成本主要为生产用固定资产计提的折旧费用、财政规费（主要为水资源费和库区基金）等，其中折旧费用占比较大，而水资源费有向水资源税转变的趋势。

$$\text{净利润} = \text{毛利润} - \text{营业税金及附加} - \text{期间费用} - \text{资产减值损失} + \text{公允价值变动收益} - \text{公允价值变动损失} + \text{投资净收益} + \text{营业外收入} - \text{营业外支出} - \text{所得税费用}$$

营业税金中，变动较大的项目主要为水资源税。期间费用主要体现为财务费用；投资收益及公允价值变动损益，主要为对外战略性投资及财务性投资的影响；营业外收入主要是增值税退税政策变动的的影响；长江电力旗下子公司的所得税优惠政策到期也将对净利润产生影响。其他成本项或者费用项对长江电力业绩的影响较小。

根据水电行业营收、成本、利润项目构成，我们后续将主要分析来水量、上网电价、水电站费税（水资源费/税、增值税退税、所得税优惠等）、折旧成本、财务费用等五个项目的变动趋势。

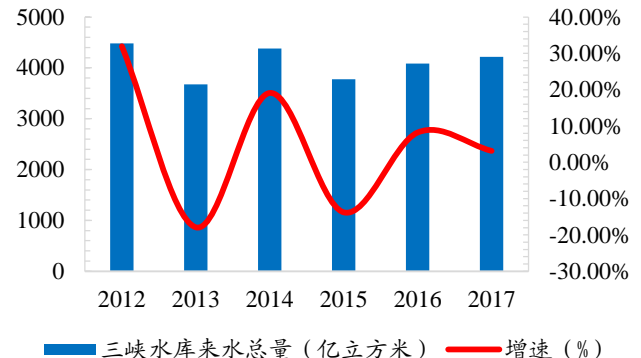
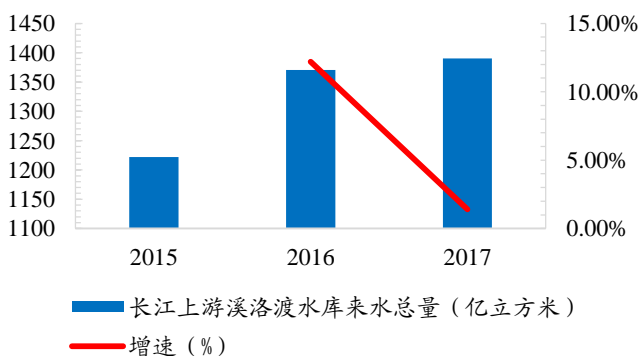
对外投资项目，更多涉及公司为平抑水电业绩波动，而采取的主要调整策略。在业绩下滑因子出现（如增值税退税降低时），长江电力可能会加大对外投资以提高业绩回报。由于购买及出售资产等行为仅适宜定性分析，定量分析效果较差，将在 4.2 章节予以介绍。

3.2、来水波动：来水波动受气候影响，可预测性差，但来水均匀化的趋势明显

长江来水受气候因素影响，可预测性差，但有均值回归趋势：水电站上网电量受到水电站来水（发电潜力）及电力消纳（弃水）等联合制约。长江电力下属大型水电站有专门输变电路，送往国内经济发达区域。因此长江电力上网电量主要受长江流域来水多少的制约，可用溪洛渡水库来水、三峡水库来水情况来反映长江电力电站的来水情况。以三峡水库为例，2008-2017 年，来水量呈现偶数年份来水量较大、奇数年份来水量较低的状况（除 2017 年外），总体而言，有均值回归的倾向。定量而言，2008/2010/2012/2014/2016 年等来水充裕年份的平均来水量为 4,260.61 亿立方米/年，而 2009/2011/2013/2015 年等来水欠缺年份的平均来水量为 3,682.89 亿立方米/年（波幅达 15.69%）。由于历年来水量情况受到气候影响等影响，可预测性很差。

图49： 2015-2017 年，长江上游溪洛渡水库来水总量及增速

图50： 2012-2017 年，三峡水库来水总量及增速



资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

流域梯级调度效益发挥,来水分布均匀化及下游电站利用小时数提升的趋势明显:水电站上网电量与“来水量、来水年度分布及调度情况”有关。水库调蓄能力是指,根据上、下游水位和未来一段时期的来水情况,有计划的控制下泄流量,以达到防洪、兴利(发电、航运、生态补水等)的目的。**三峡水库的首要功能为防洪**,在发电调度与防洪调度发生矛盾时,发电服从防洪调度;发电调度应与航运调度相互协调,保障航运安全;枢纽调度运用应考虑水资源保护与环境保护要求。

- ✓ **三峡水库运行调度过程:**三峡水库运行水位在 145 米-175 米之间。正常年份,每年 6 月初,三峡水库水位降低到 145 米,以腾出防洪库容,用于削减夏季主汛期(6 月 10 号-9 月 10 号)可能到来的洪峰。比如,2016 年 7 月 1 日 14 时,三峡水库入库流量达到 50000 立方米每秒。按照要求,三峡水库下泄流量控制在 31000 立方米每秒,削减洪峰 19000 立方米每秒,等洪峰过后,逐步加大电站下泄流量,水库水位开始下降,直至 145 米水位。等汛期末期,一般在 9 月上旬,长江来水降低至 1 万-2 万立方米每秒,三峡水库开始蓄水,一般 10 月底蓄水至 175 米水位。蓄满后,基本是来多少水就下泄多少水,长江上下游维持天然流量的平衡。每年 1 至 4 月份属于枯水期。根据历史水文资料,枯水期三峡多年平均来水不足 5000 立方米每秒左右。这期间,三峡就要加大下泄流量至 6000 立方米每秒左右,以满足航运及生态补水要求。这个过程中,三峡水库水位开始逐步降低,到 6 月初,降低到国家规定的水位,腾出防洪库容,以接纳汛期洪水。这是三峡一年的整个调度循环。**因此,在汛期保障防洪安全前提下,提高各梯级水库的汛期需水量,可最大化程度发挥梯级水电站的经济效益。**
- ✓ **流域梯级调度效益发挥,来水分布均匀化:**三峡水库水位抬高增发电量与“来水总量、来水过程”密切相关。若来水按照 90 年代以来的历史平平均值考虑,汛期(6 月 10 号-9 月 10 号)库水位抬高 1 米,三峡电站增发电量 5 亿千瓦时左右。在年来水量相似时,“2008-2013 年的日均最大流量”明显超过“2014-2017 年的日均最大流量”,“2008-2013 年的日均最小流量”则明显低于“2014-2017 年的日均最小流量”。2014 年后,三峡水库日来水情况较为均匀,能更大程度减少弃水并提高发电量,这与 2014 年后“溪洛渡、向家坝”水库建成及流域梯级调度效益发挥有关。

表13: 三峡-葛洲坝梯级电站上游的来水情况

年份	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 1-3 月
来水量(亿 m ³)	4,289.70	3,881.29	4,066.57	3,395.43	4,480.77	3,678.13	4,380.13	3,776.69	4,085.88	4,214.00	484.49
平均流量(m ³ /秒)	13,600	12,300	12,900	10,800	14,200	11,700	13,900	12,000	12,900	13,400	6,230
日均最大流量(m ³ /秒)	41,000	55,000	70,000	46,500	71,200	49,000	55,000	39,000	50,000	38,000	8,400
日均最小流量(m ³ /秒)	3,920	4,050	3,320	3,500	3,450	3,600	3,800	4,200	4,700	3,900	3,850

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

- ✓ **三峡、葛洲坝电站的利用小时增加:**由于上游“溪洛渡、向家坝”水库建成及流域梯级调度效益发挥,下游电站效益得以发挥。来水均匀化体现为三峡水电站、葛洲坝水电站发电小时数增加。

表14: 长江电力下属水电站的设备利用小时(小时)

电站	葛洲坝	三峡	溪洛渡	向家坝
2015 年	7,068.02	3,934.27	4,383.10	5,131.38

电站	葛洲坝	三峡	溪洛渡	向家坝
2016年	7,235.56	4,257.61	4,831.60	5,530.40
2017年	7,343.81	4,398.78	4,889.10	5,481.96
2018年1-3月	1,221.22	678.91	814.02	931.81

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

预测来水量难度较大，需注意来水大年、小年间隔分布，且有均值回归倾向。另外，由于上游水库建成及梯级调度效益发挥，三峡水库来水均匀化的趋势明显，并伴随着下游三峡电站、葛洲坝电站利用小时数的提升。

3.3、上网电价：计划电电价大致稳定，市场电占比较低且价差缩窄

长江电力下属水电站的上网价格定价机制：目前，中国水电上网电价主要采用成本加成、落地省区电价倒推和水电标杆电价等三种定价方式。此外，个别地区已开始采用市场化交易的电价方式。2014年1月，发改委发布《关于完善水电上网电价形成机制的通知》明确：2014年2月1日后，所有新建的跨省、跨区域送电的水电站，其外送电量的上网电价均采用倒推电价方法制定。目前，长江电力下属的向家坝电站、溪洛渡电站采用倒推电价，葛洲坝电站采用成本加成的电价方式。三峡电站根据国家计委《关于三峡水电站电能消纳方案的请示的通知》（计基础【2001】2668号），在实行“竞价上网”之前，送电到各省市的落地电价，原则上按照受电省市电厂同期的平均上网电价水平确定，并随受电省市平均电价水平的变化而浮动。

表15：水力发电的三种上网电价定价方式对比

定价方式	机制介绍	适用范围
成本加成电价	电价主要采用“成本+收益”的定价模式，历史上形成的还本付息电价、经营期电价等机制本质上都属于成本加成电价机制	建设较早的水电站
落地省区电价倒推	根据受电省区同期平均购电价或者燃煤标杆电价扣减输电价格和线路损耗后确定	主要适用于跨省、跨区域送电的大型水电站
水电标杆电价	根据省内水电站的调节性能确定不同电站的标杆电价，其实质是成本加成方式的一种	四川、云南等省市部分水电站

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

长江电力下属电站2018年上网电价与2017年大致一致：根据售电合同，三峡电站、葛洲坝电站、向家坝、溪洛渡左岸电站2018年的上网电价与2017年一致，而溪洛渡右岸上网电价上调主要体现在2018年上半年业绩。

- ✓ **三峡电站：**根据长江电力与国网公司签订的售电合同，2018年度，三峡电站的年合同电量为757.3亿千瓦时，全部电量上网电价按照**国家发展改革委发改价格[2011]1101号文件**精神执行。[2011]1101号文件明确，三峡地下电站投入商业运营后，三峡电站送湖北上网电价调整为每千瓦时0.2506元，送其他地区上网电价每千瓦时提高0.19分钱，三峡电站送电至各地的落地电价相应调整。2011年后，三峡电站上网政策未有调整，2018年仍维持2011年后的上网电价。长期而言，三峡电站送往各省市的上网电价呈现缓慢上行。

表16：三峡电站历年的电价执行情况（元/千瓦时）

三峡送电省市	2005年前上网电价	2005至2008年上网电价	2008-2011年上网电价	2011年后上网电价	
华东电网	上海市	0.2575	0.2616	0.2686	0.2705
	浙江省	0.2751	0.2792	0.2862	0.2881

三峡送电省市	2005年前上网电价	2005至2008年上网电价	2008-2011年上网电价	2011年后上网电价	
江苏省	0.2319	0.2354	0.2424	0.2443	
安徽省	0.2174	0.2217	0.2287	0.2306	
湖北省	0.2169	0.2236	0.2306	0.2506	
湖南省	0.2286	0.2236	0.2397	0.2416	
华中电网	江西省	0.2679	0.2729/0.2479	0.2550	0.2569
	河南省	0.2258	0.2319	0.2389	0.2408
	重庆市	0.2185	0.2220	0.2290	0.2309
广东省	0.2953	0.2988	0.3111	0.3130	

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

- ✓ **葛洲坝电站：**葛洲坝电站采用成本加成的电价方式。根据长江电力与国网公司的售电合同，2018年度，葛洲坝年合同电量为177.00亿千瓦时。合同电量上网电价按照国家发展改革委发改价格[2011]2623号文件精神执行。[2011]2623号文件明确，为缓解水电企业经营困难，适当提高湖北、湖南、河南、四川省部分水电企业的上网电价。葛洲坝电厂送湖北基数电量上网电价调整为每千瓦时0.195元，其余电量上网电价调整为每千瓦时0.255元。2011年，葛洲坝电站上网电价未有调整，2018年上网电价仍将维持。

表17：葛洲坝电站历年的电价执行情况（元/千瓦时）

消纳区域	2003年	2004年	2005年	2009年	2011年后	备注
湖北			0.1599	0.18	0.195	2011年12月起，送湖北基数电量
湖南、河南、江西、上海、安徽、江苏、浙江	0.151	0.153	0.22	0.24	0.255	107.23亿千瓦时以内按照0.195元每千瓦时计算，超出部分按0.255元结算

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

- ✓ **溪洛渡电站及向家坝电站：**根据长江电力相关售电合同，旗下1)向家坝：2018年度合同电量为328.3亿千瓦时，其中合约电量上网电价为300.6元/兆瓦时；市场化交易电量电价按照受电省市市场化交易确定。2)溪洛渡左岸：2018年度合同电量为284.6亿千瓦时，其中合约电量上网电价为300.6元/兆瓦时；市场化交易电量电价按照受电省市市场化交易确定。3)溪洛渡右岸：2017年度优先发电计划电量为260.4亿千瓦时，2017年7月1日前，优先发电计划电量综合上网电价为324.40元/千千瓦时，2017年7月1日起优先发电计划电量综合上网电价调整为326.31元/千千瓦时。2017年，溪洛渡右岸电站超过优先发电计划的电量为35.2186亿千瓦时，2017年7月1日前上网电价为306.59元/千千瓦时，2017年7月1日起调整为308.49元/千千瓦时。由于溪洛渡右岸计划内电量在2017年7月1日起上调，因此电价对长江电力业绩影响主要体现在2018年上半年。

表18：溪洛渡电站、向家坝电站的历年电价执行情况（元/千瓦时）

年份	向家坝电站	溪洛渡左岸	溪洛渡右岸	备注
2013年	0.3398		0.364	《国家发展改革委关于向家坝、溪洛渡水电站有关电价问题的通知》（发改价格[2013]121号），明确向家坝和溪洛渡电站作为一组电源统一核定上网电价
2015年	0.3218		0.3421	
2016年	0.296		0.3244	
2017年	0.3006		0.3263	
2018年	0.3006		0.3263	

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

市场电占比仅 7.40%，市场电与计划电价差持续缩窄：电改背景下，长江电力积极参加市场化电力交易，2017 年市场化电量为 156.03 亿千瓦时（电力市场化率为 7.40%），市场电电量同比增幅达 207.39%。但由于长江电力下属电站的优先上网电量（计划电）占比较高，公司电力市场化率预计维持在较低水平。

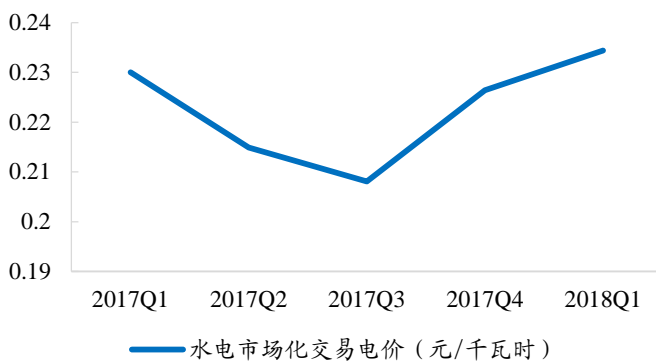
表19：长江电力参与消纳省市市场化交易电量的基本情况（亿千瓦时）

项目	2016 年	2017 年
上海（向家坝电站）	—	41.7
浙江（溪洛渡左岸）	50.76	79.11
广东（溪洛渡右岸）	—	35.22
合计	50.76	156.03

资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

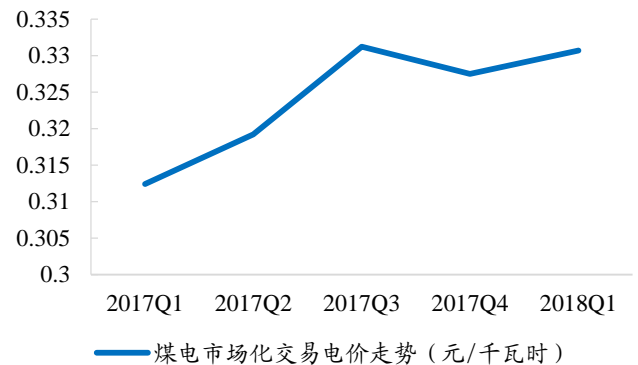
2017 年 Q3 以来，由于电力供需格局偏紧以及电站非理性报价消退，水电市场电与计划电的价差有缩窄趋势。

图51：2017Q1-2018Q1，水电市场化交易电价走势



资料来源：中电联行业发展与环境资源部，新时代证券研究所

图52：2017Q1-2018Q1，煤电市场化交易电价走势



资料来源：中电联行业发展与环境资源部，新时代证券研究所

3.4、水电税费：增值税退税、所得税优惠到期，较大影响 2018 年业绩

增值税即征即退政策到期，较大影响 2018 年后业绩：**增值税缴纳方面：**根据财税〔2018〕32 号文，自 2018 年 5 月 1 日起，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 17% 和 11% 税率的，税率分别调整为 16%、10%。因此 2018 年 5 月 1 日前，长江电力销售电力产品适用 17% 增值税税率，之后适用 16% 增值税税率。**增值税退税方面，**根据《关于大型水电企业增值税政策的通知》（财税〔2014〕10 号），装机容量超过 100 万千瓦的水力发电站（含抽水蓄能电站）销售自产电力产品，自 2016 年 1 月 1 日至 2017 年 12 月 31 日，对其增值税实际税负超过 12% 的部分实行即征即退政策。根据国家能源局综合司关于征求对《关于减轻可再生能源领域涉企税费负担的通知》（征求意见稿）：1）单个项目装机容量 5 万千瓦及以上的水电站销售水力发电电量，增值税税率按照 13% 征收；2）超过 100 万千瓦的水电站（含抽水蓄能电站）销售自产电力产品，自 2018 年 1 月 1 日起至 2020 年 12 月 31 日，对其增值税实际税负超过 12% 的部分实行即征即退的政策。但该意见仅为征求意见稿，未有进一步政策出台。

政策如未调整，100 万千瓦以上电站 2018 年起将不再享受增值税退税政策。**业绩影响方面，**2017 年电力销售增值税返还金额为 22.91 亿元，2018 年 H1 电力销售增值税返还金额为 7.17 亿元（但该部分为 2017 年度电力销售增值税返还余款）。如以 2017 年长江电力 501.47 亿元营业收入计算，如分别适用 17%、16% 增值税税率

率(价外税)、及超过 12%部分的即征即退,则 2017 年的增值税退税款分别为 25.07 亿元 ($501.47 \times 5\%$)、20.06 亿元 ($501.47 \times 4\%$),如剔除 25%所得税影响后,增值税退税款占 2017 年归母净利润(222.61 亿元)比例分别为 8.45%、6.76%,对净利润影响较大。

开征水资源税,由于税费平行转移原则,对业绩影响较小:根据《关于印发〈扩大水资源税改革试点实施办法〉的通知》(财税〔2017〕80 号),明确四川省作为全国第二批水资源税改革试点省份,该政策自 2017 年 12 月 1 日起实施。长江电力子公司川云公司按该政策规定缴纳水资源税,发电用水根据发电量按 0.008 元/千瓦时征收,生产用水和生活用水溪洛渡按 0.09 元/立方米征收,向家坝按 0.1 元/立方米征收。2018 年 H1 水资源税的发生额为 1.16 亿元,若剔除 25%所得税影响后,占 2018 年 H1 归母净利润(85.22 亿元)比例为 1.02%。**由于水资源税由此前水资源费(计入主营业务成本)改革而来,根据税费平行转移原则(前后负担相近),二者应大致相近,预计总体上不会明显影响长江电力业绩。**

川云公司所得税优惠到期,较大影响 2019 年、2021 年业绩:长江电力的全资子公司三峡金沙江川云水电开发有限公司 2017 年净利润为 102.62 亿元,2018 年 H1 净利润为 27.58 亿元。川云公司享受两个所得税税收优惠:1)根据《关于深入实施西部大开发战略有关企业所得税问题的公告》,川云公司在 2011 年 1 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日期间可减按 15%税率缴纳企业所得税。2)川云公司从事国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营,根据《关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》(国税发〔2009〕80 号),享受“三免三减半”的优惠政策,免征 2013 年至 2015 年企业所得税,减半征收 2016 至 2018 年度企业所得税。

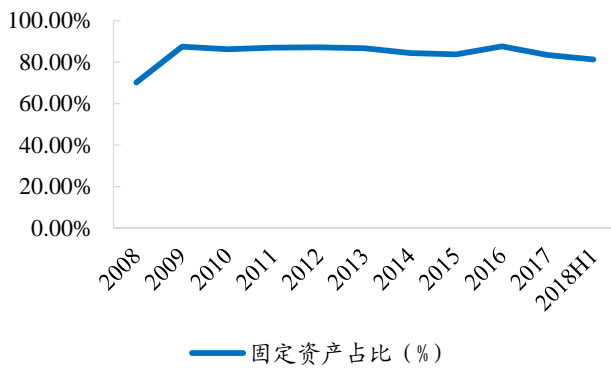
“三免三减半”针对的是单个公共基础设施项目,西部大开发针对的则是企业全部经营所得。也即在 2018 年后,单个公共基础设施项目享受 12.5%所得税优惠到期后,将在 2019 年-2020 年继续享受 15%的西部大开发的所得税优惠。以 2017 年净利润 102.62 亿元及 12.5%所得税计算,如 2018 年-2021 年税前利润与 2017 年相同(117.28 亿元),2018/2019/2020/2021 年的 12.5%、15%、15%、25%企业所得税对应的所得税费用分别为 14.66 亿元、17.59 亿元、17.59 亿元、29.32 亿元,2019 年、2021 年将在 2018 年基础上增加所得税费用 2.93 亿元、14.66 亿元,降低净利润(以 2017 年 222.61 亿元计算)为 1.32%、6.59%。

3.5、折旧成本:如计提完大坝、厂房折旧,归母净利润提升空间有望达 8.52%

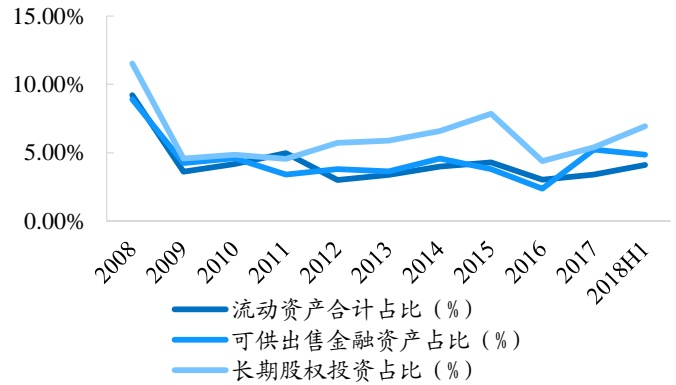
折旧占总成本比例高,深刻长江电力毛利率:长江电力是典型的重资产企业,公司对所属电站拥有永久产权。由于长江电力的固定资产占总资产的比例在 81-97%之间,且固定资产折旧成本(非付现成本)占比高(占总成本的比例在 40-44%),固定资产及其折旧成为影响公司毛利率的关键因素。

图53: 长江电力的固定资产占总资产比例走势

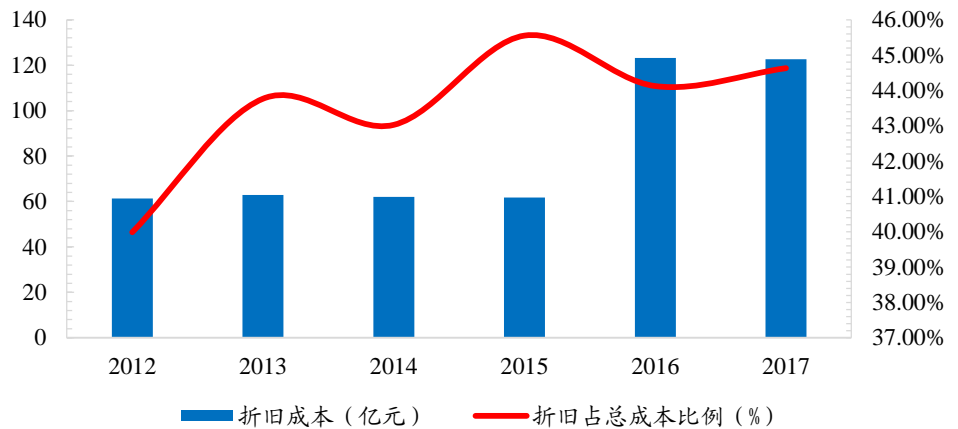
图54: 长江电力的流动资产、可供出售金融资产、长期股权投资占总资产比例的走势



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图55: 2012-2017年, 长江电力折旧成本占总成本的比例在40-44%之间

资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

挡水建筑物、房屋及建筑物、机械设备折旧费用占比高: 根据长江电力折旧政策, 公司固定资产分为挡水建筑物、房屋及建筑物、机器设备、运输设备、电子及其他设备等五类, 分别以平均年限法对其计提折旧。2017年, 折旧费用共计122.85亿元, 上述五类固定资产的折旧费用占比分别为26.09%、20.31%、53.08%、0.13%、0.39%。

表20: 长江电力的固定资产折旧方法

类别	折旧方法	折旧年限 (年)	残值率 (%)	年折旧率 (%)
挡水建筑物	平均年限法	40-60	--	1.67-2.50
房屋及建筑物	平均年限法	8-50	0-3	1.94-12.50
机器设备	平均年限法	5-32	0-3	3.03-20.00
运输设备	平均年限法	3-10	0-3	9.70-33.33
电子及其他设备	平均年限法	3-12	0-3	8.08-33.33

资料来源: 长江电力2018年半年度报告, 新时代证券研究所

挡水建筑物、房屋及建筑物的实际使用年限大幅超过折旧年限, 盈利及税收将向后推移: 在总资产中, 大坝、厂房等使用时间长、维护费用低的混凝土建筑物占有较大比重。2017年, 房屋及建筑物、挡水建筑物的账面净值分别占固定资产比例分别为29.91%、47.27%, 合计占比接近八成。折旧年限而言, 三峡大坝、向家坝大坝和溪洛渡大坝的折旧年限均为45年, 葛洲坝大坝为60年。但实际上, 长江

电力的大坝、厂房等主要资产的实际使用寿命有望超过 100 年，在折旧提取完后，主要资产仍处于良好状态。财务折旧期和实际使用年限的较大差异，长江电力在成本中包含了过多折旧，使得过多的折旧成本体现在更早年份，盈利及相应税收将向后推移。

2017 年，机器设备、运输设备、电子及其他设备的账面净值分别占固定资产比例分别为 22.67%、0.01%、0.14%，合计占比约在 2 成。这三类固定资产使用寿命相对较短，折旧寿命与其经济使用寿命大致接近。折旧政策大致可以反映出这三类固定资产的损耗情况。

表21: 长江电力的本期新增折旧、及期初累计折旧占固定资产账面原值的比例情况

项目	本期新增折旧占固定资产账面原值的比例 (%)						期初累计折旧占固定资产账面原值的比例 (%)					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2012	2013	2014	2015	2016	2017
房屋及建筑物	2.70%	2.70%	2.70%	2.72%	2.78%	2.78%	8.33%	11.01%	13.65%	16.30%	11.13%	13.90%
机器设备	7.20%	6.96%	6.74%	6.65%	6.50%	6.46%	25.84%	30.57%	37.01%	42.99%	31.31%	37.65%
运输设备	7.97%	7.45%	7.02%	7.13%	7.34%	6.41%	67.05%	67.30%	72.12%	75.86%	75.46%	79.18%
电子及其他设备	11.88%	11.22%	10.84%	8.98%	6.01%	6.25%	65.53%	66.93%	64.68%	66.32%	47.54%	50.77%
挡水建筑物	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%	2.26%	2.26%	8.92%	11.22%	13.52%	15.82%	12.29%	14.55%
合计	3.84%	3.84%	3.78%	3.75%	3.69%	3.68%	13.90%	17.31%	20.97%	24.47%	17.85%	21.50%

资料来源：长江电力历年年度报告，新时代证券研究所

如计提完房屋及建筑物、挡水建筑物折旧，归母净利润提升空间有望达 8.52%：暂不考虑资产注入时间差异，我们根据 2017 年底的长江电力各类固定资产原值、及折旧政策来简单计算其使用期及剩余寿命：

- ✓ 2017 年底，房屋及建筑物、挡水建筑物的剩余使用寿命分别为 29.94 年、36.83。也即房屋及建筑物、挡水建筑物预计将在 2047 年、2054 年左右计提完折旧，但实际上仍可处于良好使用状态（仅需每年极少量维护费用，便可继续使用）。2017 年房屋及建筑物、挡水建筑物的折旧费用分别为 24.96 亿元、32.05 亿元。2047 年、2054 年二类固定资产计提完折旧后，届时以后每年将新增税后盈利 18.72 亿元（ 24.96×0.75 ）、42.76 亿元【 $(24.96+32.05) \times 0.75$ 】，分别为 2017 年长江电力归母净利润（501.47）的 3.73%、8.52%。
- ✓ 如以 2017 年折旧率为 3.68% 计算，长江电力的全部折旧年限、2017 年已经折旧完的年限、2017 年剩余折旧年限分别为 27.15 年、6.81 年、20.34 年；
- ✓ 如根据房屋及建筑物、机器设备、运输设备、电子及其他设备、挡水建筑物等五类资产的折旧年限按照 2017 年账面净值占固定资产比例的权数进行计算，则长江电力的全部折旧年限、2017 年已经折旧完的年限、2017 年剩余折旧年限分别为 35.21 年、6.86 年、28.35 年。

表22: 2017 年底，长江电力的固定资产账面原值、累计折旧合计、账面净值，以及折旧年限情况

项目	2017 年末账面原值 (亿元)	2017 年末累计折旧 (亿元)	2017 年末账面净值 (亿元)	账面净值占固定资产比例 (%)	2017 折旧率 (%)	全部折旧年限 (年)	2017 年底已经折旧年限 (年)	2017 年底剩余折旧年限 (年)
房屋及建筑物	896.41	149.16	746.78	29.91%	2.78%	35.92	5.98	29.94
机器设备	1009.33	443.31	566.02	22.67%	6.46%	15.48	6.80	8.68
运输设备	2.46	1.48	0.27	0.01%	6.41%	15.60	9.41	6.19
电子及其他设备	7.65	3.86	3.56	0.14%	6.25%	16.01	8.07	7.93

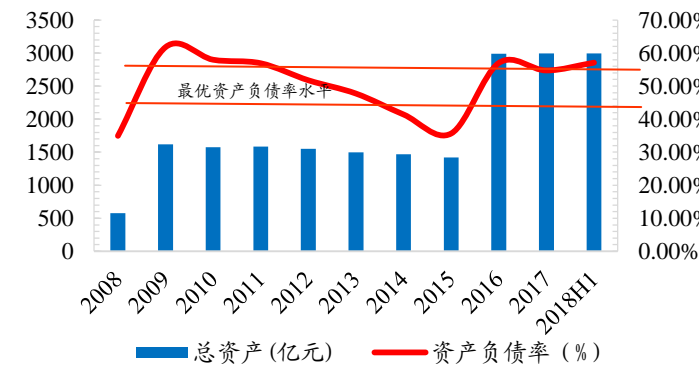
项目	2017年末账面原值(亿元)	2017年末累计折旧(亿元)	2017年末账面净值(亿元)	账面净值占固定资产比例(%)	2017折旧全部折旧年限(年)	2017年底已经折旧年限(年)	2017年底剩余折旧年限(年)	2017年底剩余折旧年限(年)
挡水建筑物	1418.94	238.54	1180.40	47.27%	2.26%	44.28	7.44	36.83
合计	3334.79	836.36	2497.02	100.00%	3.68%	27.15	6.81	20.34

资料来源: Wind 资讯(如根据房屋及建筑物、机器设备、运输设备、电子及其他设备、挡水建筑物等五类资产的折旧年限按照 2017 年账面净值占固定资产比例的权重进行计算, 则长江电力的全部折旧年限、2017 年已经折旧完的年限、2017 年剩余折旧年限分别为 35.21 年、6.86 年、28.35 年), 新时代证券研究所

3.6、财务费用: 国内利率上行及其对净利率影响程度有限

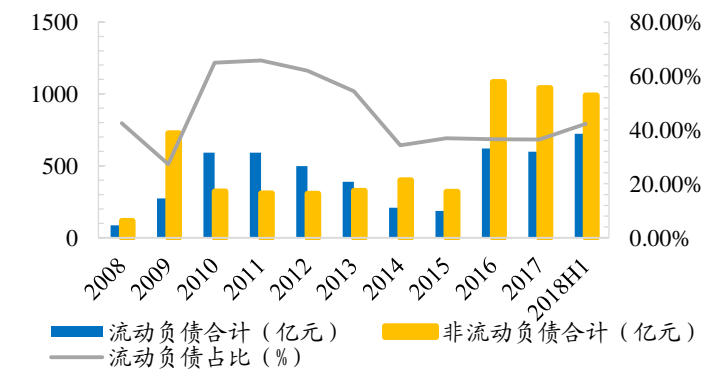
长江电力较优资产负债率水平区间在 45-55%，并不倾向于逐年降低: 长江电力计提的折旧主要用于扩大再生产、设备更新改造以及偿还债务。2009 年、2016 年两次重大资产重组中, 长江电力资产总额及负债总额呈现阶梯式上升。资产负债率呈现有规律的波动趋势。2017 年末, 长江电力总资产为 2993.98 亿元, 负债总额为 1,638.79 亿元(其中流动负债占比 36.43%), 资产负债率为 54.74%。理论而言, 长江电力运营期内, 可将其税后收益先用于偿还债务及利息, 使其付息负债及每年财务费用逐年降低, 从而净利率逐年提高。但实际上, 为使股东权益最大化, 加之长江电力经营业绩稳定可持续, 有必要维持较高的财务杠杆以提高净资产收益率(ROE)。根据长江电力内部测算, 公司较优的资产负债率水平区间在 45-55%。

图56: 2008-2018H1, 长江电力的总资产及资产负债率情况



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图57: 2008-2018H1, 长江电力的流动负债、非流动负债情况



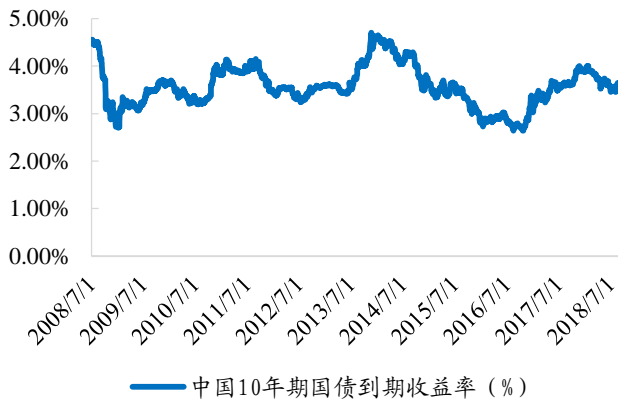
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

长期而言, 长江电力资产负债率与市场利率负相关: 长江电力的合理资产负债率水平与市场利率关系密切。以 10 年期国债到期收益率为例, 市场利率较低的 2009 年、2016-2017 年, 长江电力的资产负债率均位于 55% 以上的高位。在市场利率偏高的 2008 年 7 月、2013-2014 年, 长江电力的资产负债率低至 30-40%。且随着市场利率提升, 公司逐步降低负债率水平(如 2009-2015 年, 长江电力的付息负债金额大幅降低)。此为使股东回报最大化, 长江电力采取主动适应市场的资产配置行为。

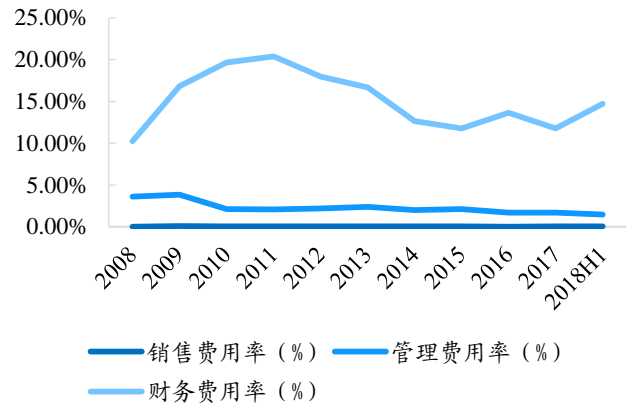
公司财务费用为资产负债率(或者负债总额)与市场利率共同影响。资产负债率的配置高低与市场利率为负相关关系。由于资产负债率调整幅度更大, 资产负债率走势基本决定了公司财务费用率的走势。

图58: 中国 10 年期国债到期收益率走势

图59: 2008-2018H1, 长江电力销售费用率、管理费用率及财务费用率走势



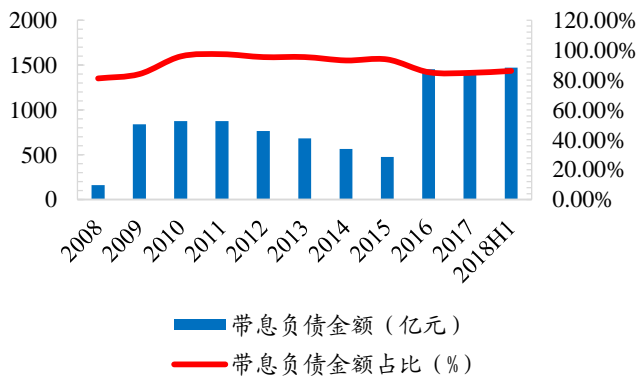
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

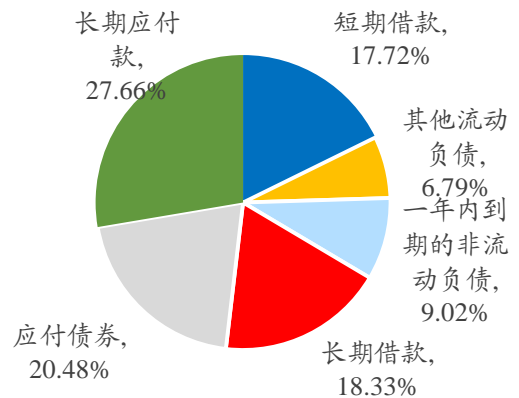
后续, 公司资产负债率、财务费用率有望在 45-55%、12-15% 水平小幅波动:历史上, 长江电力财务费用率波动较大, 主要与“两次资产注入及其资产负债率波动较大”相关。另外, 资产负债率大幅下降, 还与“2009 年公司流动负债占比过高”有关, 流动负债一般需要在 1 年内偿还, 债务结构不稳定。2009-2014 年, 长江电力的流动负债占总负债比例从 64.87% 大幅降低至 34.31%。2015-2018H1, 长江电力的流动负债占比维持在 34-42% 间小幅波动。随着长期负债占比提升, 债务稳定性提高, 我们认为公司资产负债率将在 45-55% 的较优区间波动, 同时长江电力财务费用率也将在 12-15% 水平小幅波动。当市场利率上行时, 资产负债率下行, 财务费用率取下限; 当市场利率下行时, 资产负债率上行, 财务费用率取上限。

图60: 2008-2018H1, 长江电力的带息负债金额及占比 (%)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图61: 2018 年 H1, 长江电力的各项带息负债及其构成 (%)

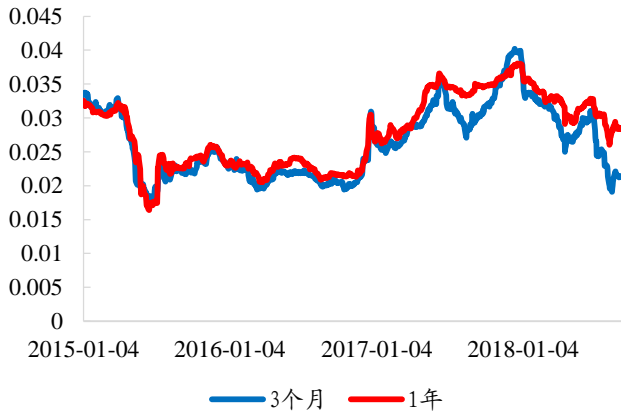


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

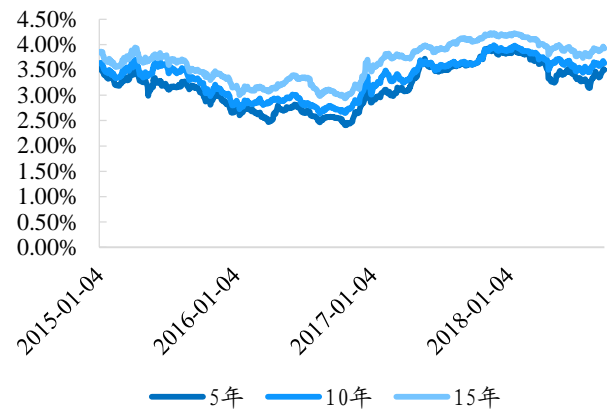
国内利率上行及其对净利率影响程度有限: 当市场利率平缓上行, 长江电力可主动调整负债结构以降低财务费用率。长江电力的长期带息债务主要是长期借款、应付债券和长期应付款。当市场利率快速上行时, 由于长期借款和长期应付款主要是人民币计价的浮动利率合同, 长期借款和长期应付款浮动利率合同的金额共计 727.33 亿元。根据长江电力 2017 年年报对利率风险的敏感性分析, 如果以浮动利率计算的借款利率上升或下降 50 个基点, 长江电力的净利润将减少或增加约 3.27 亿元。

由于长江电力财务费用占总成本比例较高, 市场担忧利率上浮影响长江电力的业绩表现。我们逐日计算 2018 年年初至 2018 年 9 月 14 日的中债国债 3 个月、1 年、5 年、10 年、15 年期的到期收益率的平均值, 分别为 2.80%、3.16%、3.52%、3.69%、3.97%, 相较 2017 年同期间分别变动-13.24 个基点、-1.60 个基点、17.38

个基点、21.33个基点、10.43个基点。如假设2018年到期收益率与2018年9月14日之前一致，我们预计长江电力2018年浮动利率计算的借款利率上升约15-20个基点，以上浮17.5个基点计算，长江电力净利润将降低1.14亿元(3.27*17.5/50)，2018年利率上浮对长江电力影响不甚明显。

图62: 中债国债3个月、1年期的到期收益率(%)


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图63: 中债国债5年、10年、15年期的到期收益率(%)


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

美联储自2015年12月启动本轮加息周期，市场担忧国内为保汇率而被动同步加息。实际上，随着2018年以来中美贸易战越演越烈，国内民企困境窘迫，一定程度上汇率贬值可抵消美国关税冲击，并使国内利率有更大调控空间，为缓解民企生存困境，国内货币及财政政策走向有望边际宽松，利好“资产负债率较高”企业。

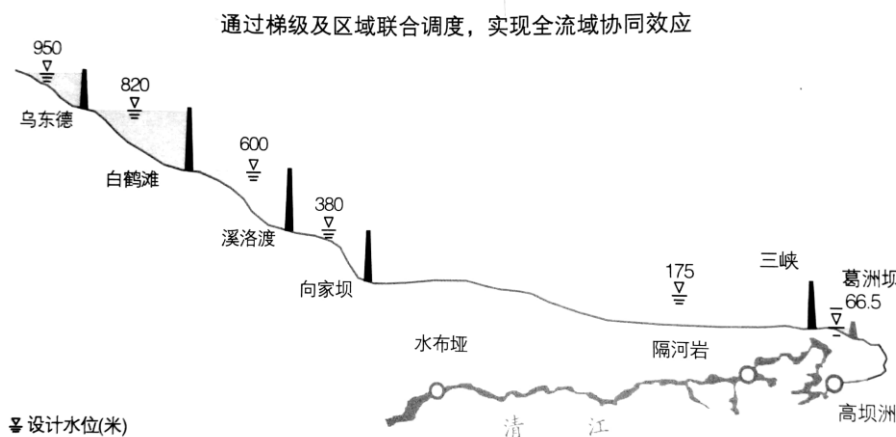
4、竞争优势: 大型水电站运营能力突出, 梯级调度及对外投资融资进一步提升盈利能力

4.1、流域梯级联合调度能力有进一步提升空间

流域梯级联合调度可充分发挥防洪、抗旱、供水、航运等综合功能: 流域梯级联合调度是指运用运筹学方法, 在使同一流域的各个梯级水电站及水库在满足防洪等限制条件下, 将各个电站/水库的整体经济效益(包括发电、通航)等最大化。长江电力通过合理制定梯级电站群的汛前水位消落和汛后蓄水策略, 利用水情预报系统, 实施实时优化调度, 减少梯级各库弃水, 提升平均运行水头, 提高水资源利用率, 充分发挥流域梯级枢纽防洪、抗旱、供水、航运等综合功能。

流域梯级调度需要精确预测各水库的水流(入库、出库、库容)数据以及需求低的用电数据, 长江电力通过拓展水情信息共享平台, 同时自建遥测站631个, 遥测流域面积约58万平方公里, 覆盖长江上游流域超过50%的面积, 实现24小时入库流量预报, 发电计划日准确度可达97%和99%以上, 处于国内同行业领先水平。

图64: 长江电力通过梯级及区域联合调度, 实现全流域协同效应

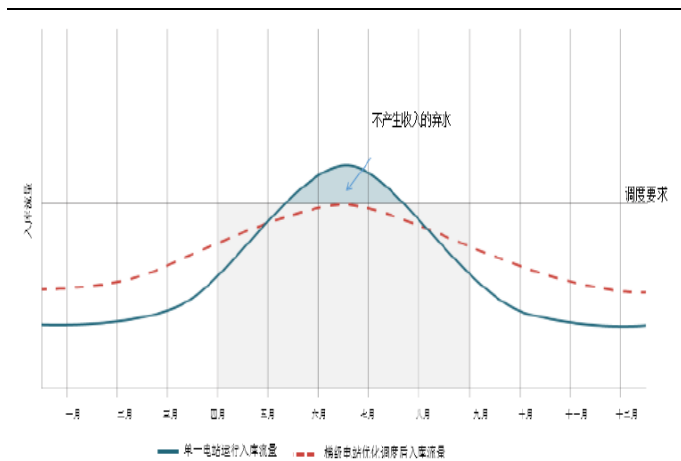


资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

长江上游梯级水库联合优化调度潜力有望进一步发挥：2003年，三峡水库开始蓄水发电，三峡—葛洲坝梯级水库正式形成。2013年，金沙江流域的溪洛渡电站、向家坝电站投产，形成了以溪洛渡水库为龙头，三峡水库为核心，由4座水库组成的金沙江下游-三峡梯级水库。由于这四座水库在同一流域上，相互间联系密切，4座梯级水库利用水库的调节库容，相互协调配合，通过改变水流量分配过程，从而实现流域水资源综合效益最大化。

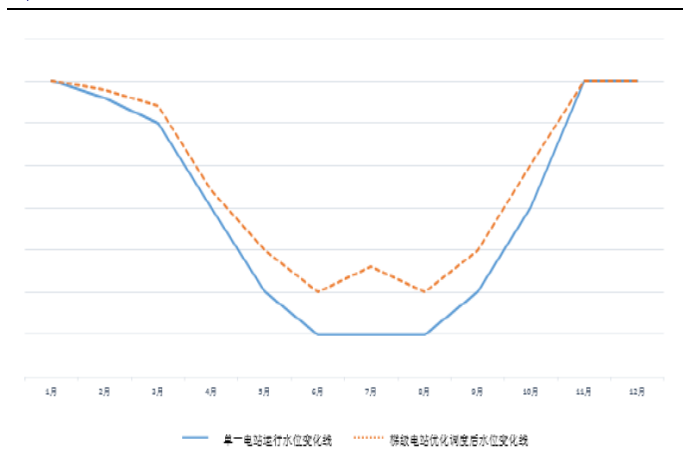
公司预计三峡集团的乌东德、白鹤滩水电站将于2020年、2021年投产发电，届时“六库联调”将开始发挥作用。此外，长江电力积极探索长江中上游流域水情及调度信息共享机制。远期，长江上游若联合优化调度，将进一步增加公司4座电站的总发电量。

图65： 长江电力通过联合调度减少电站弃水示意图



资料来源：长江电力2017年公司年报，新时代证券研究所

图66： 长江电力通过联合调度增加电站运行水头示意图



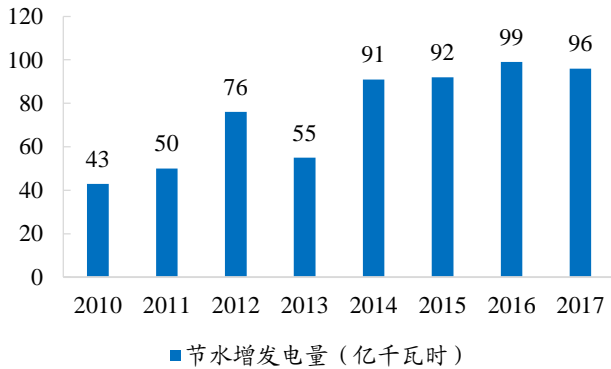
资料来源：长江电力2017年公司年报，新时代证券研究所

长江电力流域梯级联合调度能力将进一步提升：时间上而言，流域梯级联合调度是通过“早蓄水、晚消落、动汛限”来提高水库平均运行水头，以提高发电效率。空间上而言，由于上游水库的水流在通过下游的每一个水电站时，均可以产生发电效益。因此相较下游水库而言，上游水库对流域梯级调度的意义更大。三峡集团在建的乌东德电站、白鹤滩电站均位于“溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝”电站的上游，建成后预计“六库联调”潜力将更大程度发挥。

2017年，长江电力旗下四座电站节水增发电量为96亿千瓦时，占2017年公

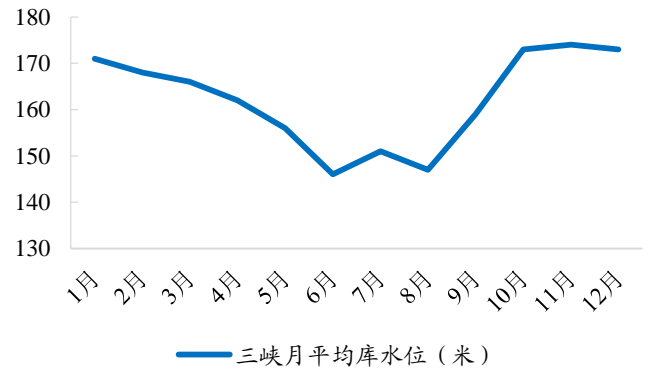
司发电量（2108.93 亿千瓦时）的 4.55%。如当前的流域梯级联合调度能力充分发挥，预计可将潜在发电能力提升 8-10% 水平。

图67: 2010-2017 年, 长江电力的节水增发电量



资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

图68: 三峡水库的历史月平均库水位



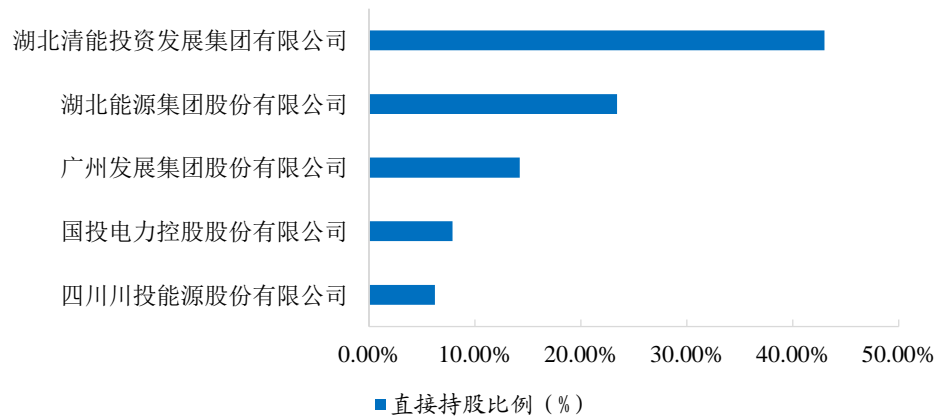
资料来源: 长江电力公司公告, 新时代证券研究所

4.2、积极对外投融资, 寻求业务协同, 并平抑水电业绩波动

长江电力的水电站全部位于长江流域, 受长江流域来水波动的影响较大。为平滑水电业绩波动、获取优质战略资源、打造新的利润增长点, 长江电力将投融资业务作为发展重点。长江电力投融资业务可分为战略性投资及财务性投资。目前, 长江电力在国内投资包括战略性投资及财务性投资, 海外投资则主要为战略性投资。公司战略性投资主要集中在熟悉的能源配售电领域, 对于与公司协同性较大、合作前景广阔的上市公司, 公司考虑较大比例持股。财务投资则着眼于回报率高、流动性好, 能有效平滑公司业绩的投资标的。

- ✓ **战略性投资:** 长江电力海外战略性投资项目主要为 2016 年 8 月以 1.94 亿欧元收购 BCP Lux (Meerwind 海上风电项目)。国内, 则参股了国投电力、川投能源、上海电力、湖北能源、广州发展等业务协同性较大的公司。如长江电力 2018 年 H1 底持有国投电力 8.18% 股权 (第二大股东)。国投电力是目前国内第三大水电上市公司, 主要水电资产分布在雅砻江。雅砻江水电站规划总装机约 3000 万千瓦, 国投电力在雅砻江的下游 5 级电站 1470 万千瓦已全部投产完毕。雅砻江中游水电站规划装机为 1187 万千瓦, 目前两河口及杨房沟装机正在开发 (合计 450 万千瓦), 预计雅砻江水电中游电站按规划在 2021-2027 年集中投产。两河口水库正常蓄水位 2865 米, 总库容 107.67 亿立方米, 调节库容 65.6 亿立方米, 具有多年调节能力。水库建成后, 不断可增加雅砻江中下游梯级电站平均发电能力, 其梯级电站的补偿效益还可延伸到金沙江干流下游段的下属的乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝及长江干流三峡及葛洲坝水电站。这六座水电站均在三峡集团旗下, 有望全部注入成为长江电力资产, 因此长江电力及国投电力的流域梯级联合调度发展前景较好。

图69: 2018 年 H1, 长江电力主要的参控股公司



资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

- ✓ **财务性投资：**2018年H1底，长江电力持有中国建设银行8.66亿股（持股比例为0.35%），以2018.9.22市值计算约62.41亿元，可为长江电力业绩提供稳定较高的投资回报。

4.3、大型水电站运行管理能力、检测维护能力突出

2017年底，长江电力的总装机容量达4549.5万千瓦，占全国水电装机容量的13.3%。拟收购三峡集团在建水电装机容量2620万千瓦（预计在2020年开始投产）。届时，公司旗下5座水电站均属于世界10大水电站，运营的70万千瓦及以上水轮发电机组将占世界总数的2/3，在全国运营的水电装机容量占比将超过20%。

长江电力拥有专业配置全面、人员素质高的大型水电站运营管理团队，掌握了流域梯级巨型电站群在多条件下安全稳定运行规律和电站“大负荷、长周期、不间断”运行控制能力，电站安全稳定运行指标远高于国内外行业平均水平，大型水电站运行管理能力突出，多年持续实现安全“双零”目标，三峡、向家坝和葛洲坝电站保持机组“零非停”。此外，长江电力拥有全国最大的水电枢纽检修专业团队，掌握70万千瓦级巨型机组核心检修技术，管理了符合公司需求的全流域检修管理模式，大型水电站检修维护能力彰显。

表23：全球水电装机容量的前十强

全球水电站排名	电站名称	所属国家	所属河流	装机容量(万千瓦)	年发电量(亿千瓦时)	开始发电年份
1	三峡	中国	长江	2250	847	2003
2	伊泰普	巴西、巴拉圭	巴拉那河	1400	900	1983
3	溪洛渡	中国	金沙江	1386	571.2	2014
4	白鹤滩	中国	金沙江	1250	640.95	在建
5	乌东德	中国	金沙江	1020	387	在建
6	古里	委内瑞拉	卡罗尼河	910	510	1968
7	图库鲁伊	巴西	托坎廷斯河	837	324	1984
8	向家坝	中国	金沙江	775	307.47	2012
9	拉格兰德二级	加拿大	拉格兰德	732.6	358	1979
10	大古力	美国	哥伦比亚	649.4	203	1942

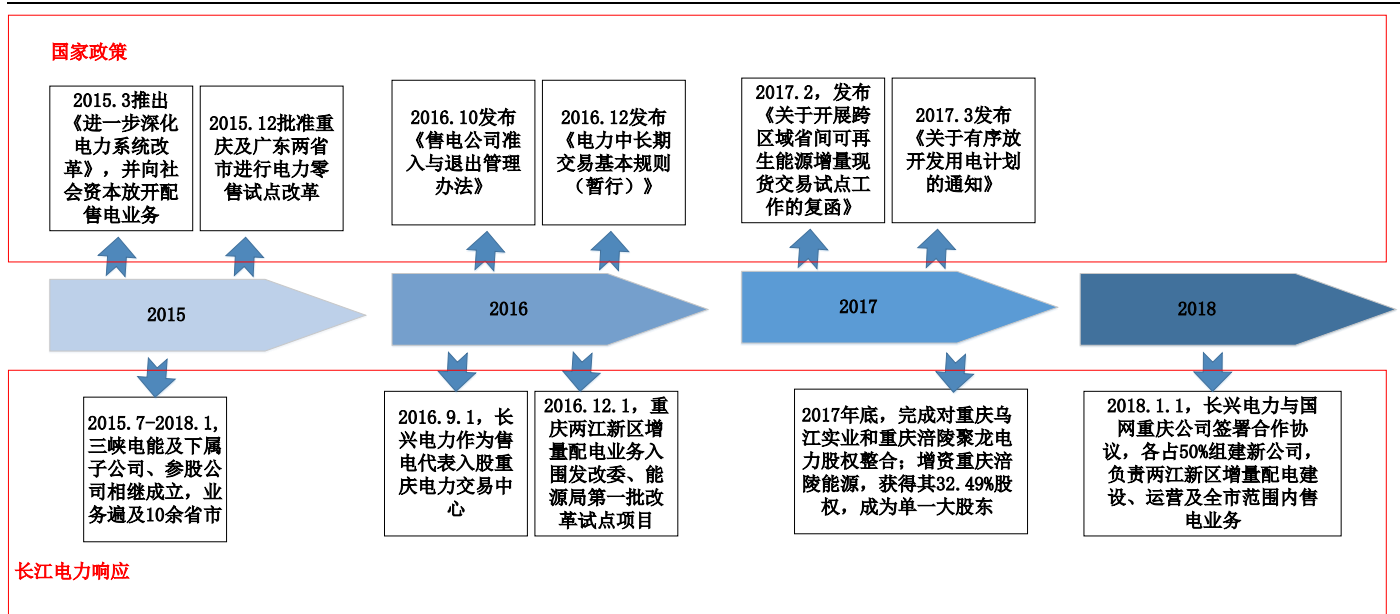
资料来源：百家号/售电观察，新时代证券研究所

4.4、抢抓改革释放出的新机遇，打造“发电、配电、售电”产业链

2015年3月国家印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发〔2015〕9号)文》，进一步深化电力体制改革。本轮电力体制改革按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划。

长江电力成立重庆长电联合能源有限责任公司，顺利完成对重庆乌江实业(集团)有限公司和重庆涪陵聚龙电力有限公司的股权整合，成功打造重庆区域的配售电业务平台；重庆两江长兴电力有限公司与国家电网重庆市电力公司签署了两江新区工业开发区增量配电试点项目合作协议书，双方按各占50%股比平衡持股组建新公司，负责两江新区工业开发区增量配电建设、运营及全市范围内售电业务；进一步增持三峡水利，成为其单一大股东。长江电力通过上述措施，积极培育用户需求侧能效管理能力，协同开展配电、售电、智能充电与分布式能源业务布局等举措，实现了配售电业务快速发展。2017年，公司配售电板块全年售电量约为150亿千瓦时。

图70：长江电力的配售电业务发展历程



资料来源：长江电力公司公告，新时代证券研究所

5、投资策略：当前估值合理，长期投资回报率较高

5.1、估值中枢：当前估值大致位于历史中枢水平

2010年以前，由于(三峡发电机组)资产注入预期存在，长江电力市盈率处于较高水平，且PE稳定性较低。2010年后，长江电力的历史PE在10.1X-17.4X之间波动(中枢值在13.8X)。长江电力PB值趋势与PE大致相似。在2015年资产注入后，长江电力的PB在1.9X到3.2X区间波动(PB中枢值为2.5X)，当前长江电力PE及PB估值大致位于历史中枢水平。

5.2、投资回报：长江电力的债券收益率，股票收益率，及其差值

长江电力长期投资回报率高于主要A股股指：2003年11月，长江电力在上交所IPO挂牌上市。以前复权、后复权方法计算长江电力从上市日至2018年9月14

日（约 14.79 年）收盘价情况，年复合回报率（包括股息、股价上涨收益）分别达 13.87%、13.86%。而同期上证综指、沪深 300 指数、万得全 A 的年复合回报率分别仅为 6.64%、9.77%、11.55%。此外，我们计算上证 50 指数（2004/1/30-2018/9/14 期间）、中小盘指（2005/6/17-2018/9/14 期间）、创业板指（2010/6/30-2018/9/14 期间）的年复合回报率分别为 8.35%、13.94%、5.57%。长江电力的长期投资回报率处于较高水平，投资回报率高于“除中小盘指数外的其他主要股指”。

表24： 2004-迄今，长江电力的年复合回报率超过 A 股主要股指

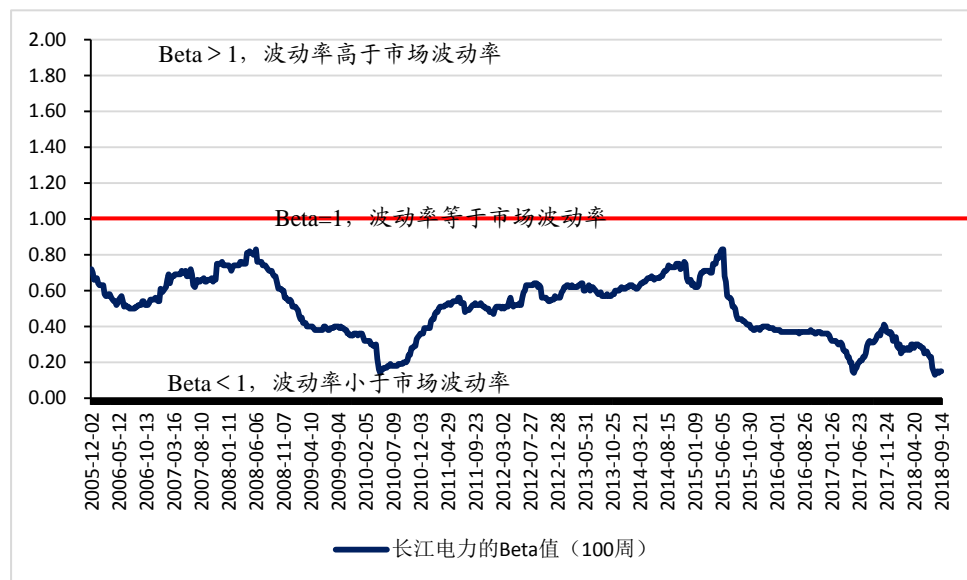
标的或指数	计算期间	期间时长	起始点位	终止点位	资本收益率	股息计算年 度	平均股息回报 率	年复合总回 报率
长江电力（前复权）	2003/11/28-2018/9/14	14.79	2.3	15.71	13.87%	—	—	13.87%
长江电力（后复权）	2003/11/28-2018/9/14	14.79	6.82	46.54	13.86%	—	—	13.86%
上证综指	2003/11/28-2018/9/14	14.79	1397.23	2681.64	4.51%	2004-2017	2.13%	6.64%
上证 50	2004/1/30-2018/9/14	14.63	1067.55	2425.42	5.77%	2004-2017	2.58%	8.35%
沪深 300	2003/11/28-2018/9/14	14.79	1142.98	1142.98	7.30%	2004-2017	2.47%	9.77%
万得全 A	2003/11/28-2018/9/14	14.79	900.56	3529.80	9.67%	2004-2017	1.87%	11.55%
中小盘指	2005/6/17-2018/9/14	13.25	1118.40	5533.30	12.83%	2004-2017	1.11%	13.94%
创业板指	2010/6/30-2018/9/14	8.21	919.31	1366.57	4.95%	2010-2017	0.62%	5.57%

资料来源：Wind 资讯（1）长江电力前后复权价格，已经包括股份变动及除息影响，无需再考虑股息收益率；2）总回报=股息率+资本收益率（价格上涨影响），新时代证券研究所

A 股偏好“小差新”标的，随着 IPO 加速及注册制放开，以长江电力为代表的大盘蓝筹股将迎来价值重估：我们以 Beta 值（ $\beta_a = \text{Cov}(R_a, R_m) / \sigma_m^2$ ）来衡量长江电力股价波动率及系统风险高低。2005 年 12 月-2018 年 9 月，长江电力的 Beta 值（100 周）在 0.2-0.8 区间波动（中枢值在 0.5 附近）。在 2007 年、2015 年的牛市期间，由于市场整体风险水平提升，长江电力 Beta 值亦处于较高水平，长江电力在牛市中亦存在较强的跟涨属性。在 2010 年、2017 年 5 月、2018 年等市场熊市期间，长江电力的 Beta 值处于历史低位水平，长江电力在熊市中存在较强的抗跌属性。

Beta=1 时，代表该标的的系统风险与股票市场整体风险相同，根据资本资产定价模型（Capital Asset Pricing Model, CAPM），将取得股票市场的平均回报率。长江电力的 Beta < 1，长江电力的系统风险小于股票市场平均风险。但我们此前计算结果表明，长江电力年复合回报率高于市场整体水平，主要原因系：1）2018 年 9 月，A 股市场处于熊市期间，主要市场指数均已处于近年来低位，因此计算主要股指的年复合回报率水平偏低；2）长江电力的 Beta 值低于 1，在熊市中的 Beta 值甚至降低至 0.2，长江电力在熊市中抗跌属性突出，进一步拉开了其与主要股指的回报率水平；3）A 股市场以散户为主，情绪化严重且风险偏好水平高（赌徒心态），偏好于炒小炒差炒新，对盈利能力强、回报率稳定、股价波动平稳的绩优大盘蓝筹股则嗤之以鼻，因此 A 股小盘股、大盘股的回报率与其承担系统风险水平（Beta 值）并不必然一致，长江电力在 Beta 值较低时，仍可能取得超越市场回报率水平。4）IPO 审批制存在使得 A 股标的具备稀缺性，壳价值在小盘股中的占比，要远高于大盘股占比，因此小盘股（创业板等）普遍高估。股票高估时，回报率则偏低。随着 IPO 加速及注册制推行，预计壳价值将逐步消失，小盘股面临估值下滑及丧失流动性的风险，市场资金将进一步向大盘蓝筹股转移，以长江电力为代表的大盘蓝筹股有望迎来价值重估。

图71： 2005 年 12 月-2018 年 9 月，长江电力股价 Beta 值走势

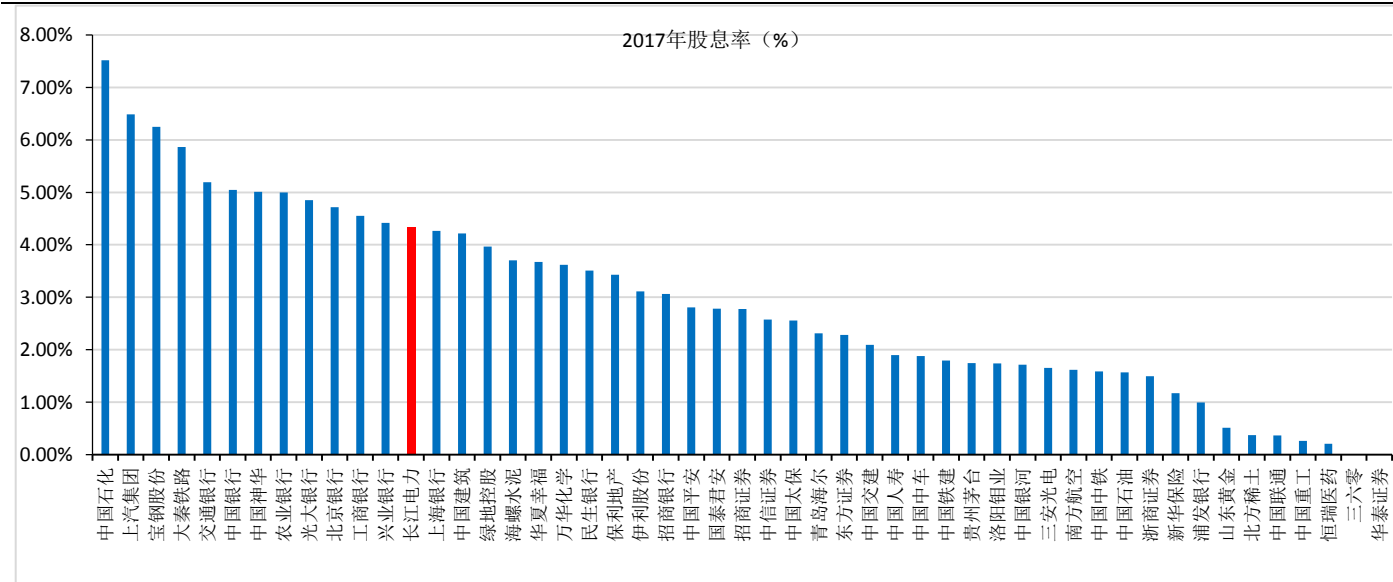


资料来源：Wind 资讯（Beta 值（ $\beta_a = \text{Cov}(R_a, R_m) / \sigma^2 m$ ）来衡量长江电力股价波动率及系统风险的高低。其中， β_a 是证券 a 的贝塔系数， R_a 为证券 a 的收益率， R_m 为市场收益率， $\text{Cov}(R_a, R_m)$ 是证券 a 的收益与市场收益的协方差， $\sigma^2 m$ 是市场收益的方差），新时代证券研究所

5.3、股息派送：长江电力盈利平稳可持续，分红率高、适宜长期持有

长江电力股息率位居 A 股前列：上证 50 作为 A 股低波动、高分红的典型蓝筹股代表。以 2018 年 9 月 13 日收盘价计算上证 50 成分股与长江电力的 2017 年股息率，长江电力股息率为 4.34%。上证 50 标的中，2017 年股息率高于长江电力的仅有 12 家公司，其中 7 家为银行股，3 家为周期股（中国石化、宝钢股份、中国神华），及大秦铁路、上汽集团。

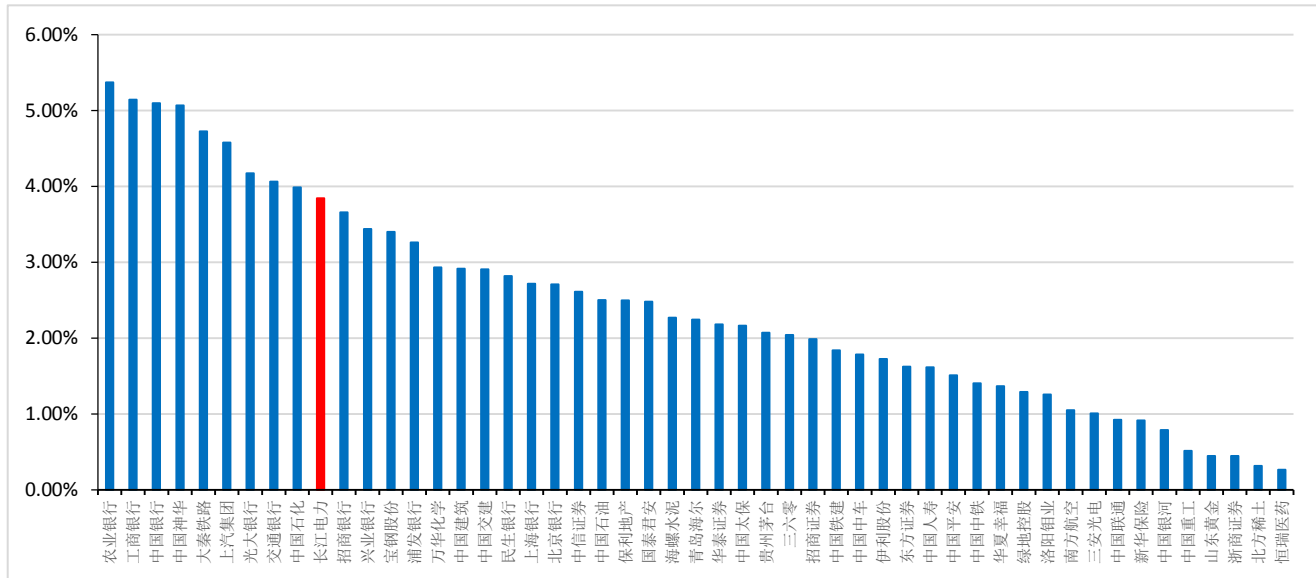
图72： 长江电力相对上证 50 标的的股息率情况



资料来源：Wind 资讯（2017 年股息率，以 2018 年 9 月 13 日收盘价计算），新时代证券研究所

以 2008 年-2017 年上证 50 成分股与长江电力的十年股息率平均值，长江电力股息率为 3.84%。上证 50 标的中，2008-2017 年平均股息率高于长江电力的仅有 9 家公司，其中 5 家为银行股，2 家为周期股（中国石化、中国神华），及大秦铁路、上汽集团。

图73： 2008-2017 年，长江电力相对上证 50 标的的股息率情况



资料来源：Wind 资讯（2017 年股息率，以 2008-2017 年中，每年 9 月 14 日收盘价及当年股息率来计算当年股息率），新时代证券研究所

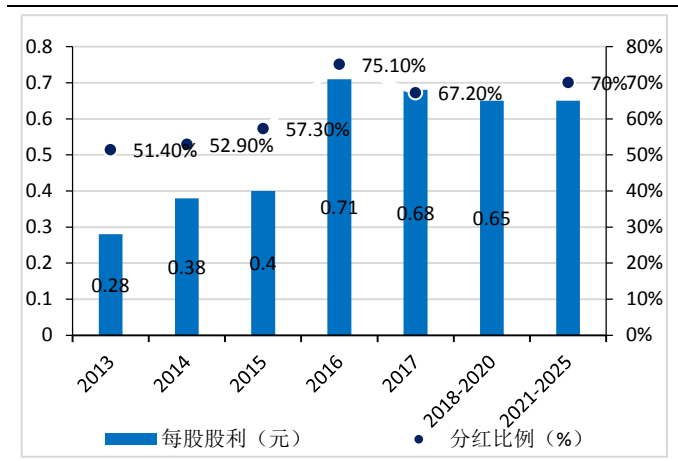
- ✓ **银行股是否可取得持续收益，值得深思：**改革开放 40 年来，中国经历快速城镇化及工业化，以房地产为龙头，以钢铁/化工/建材/煤炭/有色/建筑为代表的重工业企业由于规模效应突出，倾向于依赖银行的间接融资渠道（借贷加杠杆）。在快速城镇化期间，银行股盈利丰厚，加之估值偏低，股息率远高于 A 股其他行业。长期而言，但随着中国城镇化及工业化进入后期，更依赖资本市场直接融资渠道（股权融资）的新兴经济及消费兴起，重化工企业逐渐没落，银行股是否可取得持续高利差值得担忧。短期来看，金融风险日益暴露及去杠杆推进，债务违约企业激增，也将推升银行企业贷款不良率，直接冲击银行盈利。
- ✓ **周期股股息率波动较大，并不适合长期持有：**受益于供给侧改革推进，钢铁、煤炭等周期股在 2016-2017 年业绩能力明显改善，2017 年宝钢股份、中国石化股息率分别高达 5.80%、8.40%，2016 年中国神华股息率高达 19.93%。但周期股盈利波动大，宝钢股份 2015 年股息率不到 1%，中国石化、中国神华在 2008-2009 年股息率亦不到 2%。对于希望每年可持续、稳定分红的投资者而言，周期股并非较好选择。
- ✓ **长江电力盈利平稳可持续，适宜长期持有：**上汽集团盈利能力与经济周期关系密切，历年业绩波动亦较为明显。长江电力、大秦铁路业绩则具备较强持续性，且业绩波动微小，适宜于每年需稳定股息收入的投资者。

长江电力作出在 2016-2025 年高比例分红承诺，股息率高于中美 10 年期国债到期收益率：2015-2016 年资产重组时长江电力对未来十年分红政策作出承诺，进一步提高现金分红比例：2016 年至 2020 年按每股不低于 0.65 元现金分红，并对 2021 年至 2025 年每年度的利润分配按不低于当年实现净利润的 70% 进行现金分红。单就股息率而言，长江电力 2013-2017 年股息率，在绝大部分时间，均高于中国、美国的 10 年期国债到期收益率。考虑到长江电力经营风险及财务风险均相当低，大类资产配置而言，长江电力具备分红稳定可持续，具备较高的配置价值。

2016 年、2017 年，长江电力分别分红 0.71 元、0.68 元（分红比例分别为 75.1%、67.2%），均高于分红承诺。

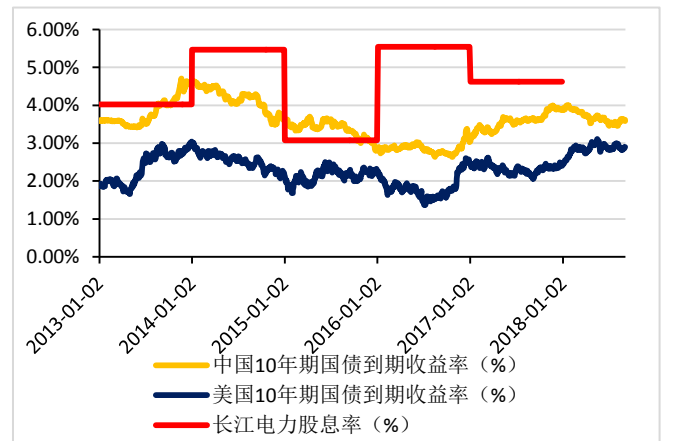
图74： 2013-2025 年，长江电力的每股股利及分红比例

图75： 2013-2017 年，长江电力股息率高于同期中国、



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

美国 10 年期国债到期收益率



资料来源: Wind 资讯 (长江电力的年度股息率用其每股股利除以当年公司股价收盘价的平均值来计算), 新时代证券研究所

5.4、超额收益：资产注入前后更易取得超额收益，风险偏好降低时期

相对配置价值提升

长江电力股价明显抗跌，防御特性突出：2004 年以来，长江电力股价波动率较小，而上证 50 指数及中小盘指数则波动较大。“长江电力相对于上证 50 指数走势”、“长江电力相对于中小盘指数走势”均与上证 50、中小盘指数走势明显负相关。也即：上证 50 指数、中小盘指数上涨时，长江电力股价上涨弹性不足，但上证 50 指数、中小盘指数下跌时，长江电力又具有明显抗跌特征，防御特性突出。

图76： 长江电力相对于上证 50 指数（000016..SH）的走势



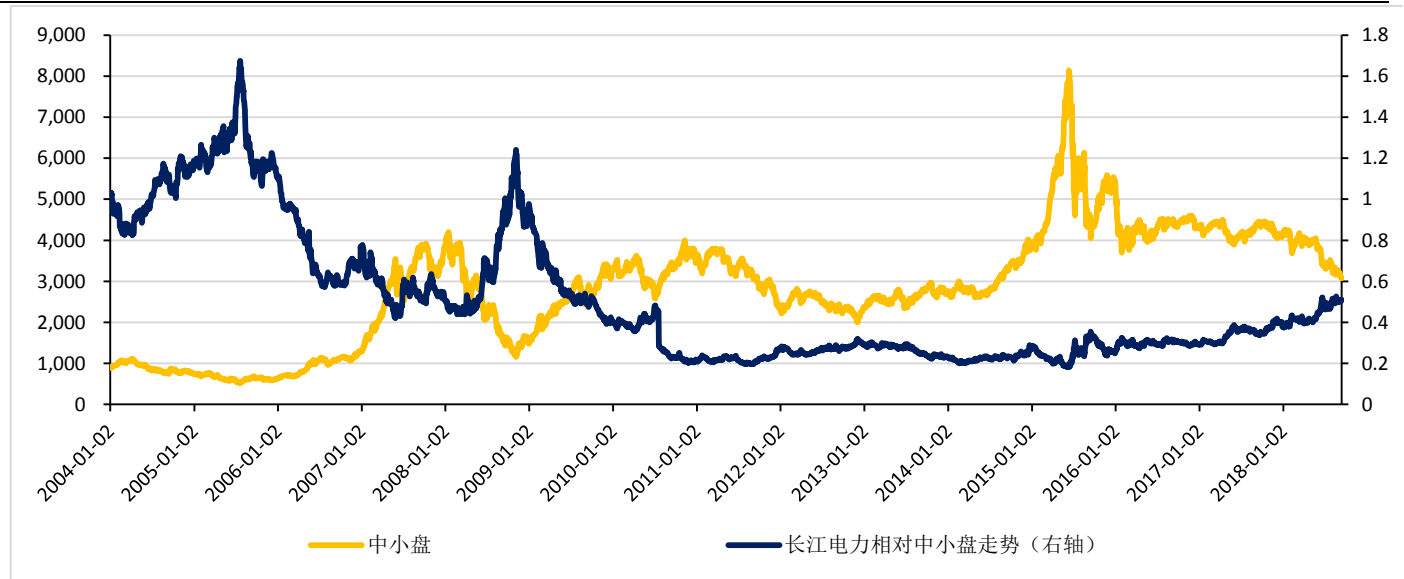
资料来源: Wind 资讯 (长江电力相对上证 50 指数 (000016.SH) 的走势, 已经经过归一化处理: 1) 如上涨, 则代表长江电力股价比上证 50 指数走势更加强健, 或相对抗跌; 2) 如下跌, 则代表长江电力股价比上证 50 走势更加羸弱, 或上涨势头不足), 新时代证券研究所

资产注入前后，长江电力易取得超额收益：历史上，长江电力取得最明显收益时期为“2004 年 3 月-2005 年 7 月”及“2015 年 5 月-2018 年 9 月 (迄今)”。前一段超额收益时期可能与新股上市炒作及电力供需格局偏紧有关，后一段超额收益时期则与“向家坝、溪洛渡电站资产注入及大盘蓝筹行情”有关。

三峡集团在建的乌东德和白鹤滩电站预计分别在 2020 年、2021 年投产，根据

上市公司避免同业竞争的承诺，后续“乌东德和白鹤滩电站”注入后还将新增装机容量 2620 万千瓦。预计乌东德、白鹤滩电站资产注入前后，将为长江电力再次取得超额收益时期。

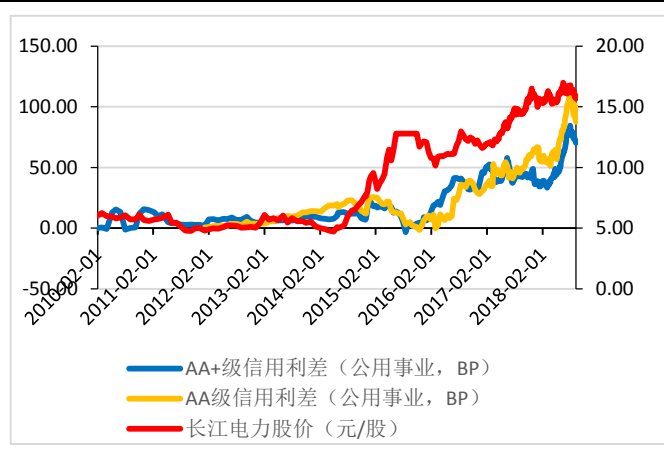
图77: 长江电力相对于中小盘指数 (399401.SZ) 的走势



资料来源: Wind 资讯 (长江电力相对中小盘 (399401.SZ) 指数的走势, 已经经过归一化处理: 1) 如上涨, 则代表长江电力股价比中小盘指数走势更加强劲, 或相对抗跌; 2) 如下跌, 则代表长江电力股价比中小盘走势更加羸弱, 或上涨势头不足), 新时代证券研究所

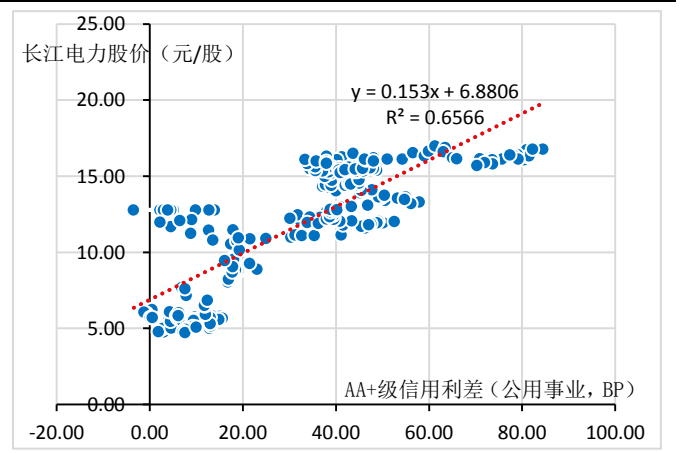
风险偏好降低时期, 长江电力的相对配置价值提升: 信用利差可用于衡量股市投资者风险偏好水平。信用利差缩窄, 则代表投资者对于同一风险所有要求的风险报酬率水平降低, 投资者风险偏好升高。信用利差扩大, 则代表投资者风险偏好水平下降。股灾之后 (尤其是 2018 年以来), A 股投资者风险偏好水平明显下降 (体现为信用利差大幅提升), 同期长江电力的股价表现较佳。长江电力作为业绩稳定、高分红的大盘蓝筹股代表, 盈利及分红与“经济周期、经济结构转型、贸易战等”关系不密切, 防御特性突出。在投资者风险偏好降低时期, 长江电力的相对配置价值提升, 更易取得超额收益。

图78: 长江电力股价走势与信用利差关系



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图79: 长江电力股价与公用事业信用利差的关系



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

6、核心假设

我们根据水电行业营收、成本、利润项目构成, 对来水量、上网电价、水电站

费税、折旧成本、财务费用等五个项目做出假设以预测其业绩。

- ✓ **来水波动及梯级联合调度：**假设节水增发电量占比从 2017 年 4.55% 线性提升至 2021 年 8%。
- ✓ **上网电价：**计划电电价大致稳定，市场电占比低，假设上网电价可维持。
- ✓ **水电税费：**1) 增值税：以 16% 增值税率计算，增值税退税款占 2017 年归母净利润比例分别为 6.76%，将较大影响 2018 年后业绩。2) 水资源税：对业绩影响较小。3) 所得税：川云公司的公共基础设施项目所得税优惠政策将于 2018 年底到期，预计 2019 年、2020 年将在 2018 年基础上增加所得税费用 2.93 亿元。
- ✓ **折旧成本：**预计房屋及建筑物、挡水建筑物预计将在 2047 年、2054 年左右计提完折旧，暂不考虑。
- ✓ **财务费用：**以上浮 17.5 个基点计算，长江电力净利润将降低 1.14 亿元，

7、投资建议

预计公司 2018-2020 年净利润分别为 224.41、217.27、221.94 亿元，对应 EPS 分别为 1.02、0.99 和 1.01 元。当前股价对应 2018-2020 年 PE 分别为 14.1、14.5 和 14.2 倍。公司水电龙头地位彰显，首次覆盖给予“推荐”评级。

8、风险提示

水电上网电价下调风险；长江流域来水大幅波动风险。

附：财务预测摘要

资产负债表(百万元)						利润表(百万元)					
	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E		2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
流动资产	9075	10187	9033	8497	9161	营业收入	48939	50147	50579	51012	51444
现金	3379	5201	3412	3441	3470	营业成本	19238	19454	19622	19789	19957
应收账款	3111	3213	3165	3268	3220	营业税金及附加	1074	1056	1087	1085	1100
其他应收款	666	194	673	202	681	营业费用	8	19	13	13	13
预付账款	35	30	35	31	36	管理费用	825	840	943	936	908
存货	439	257	445	263	451	财务费用	6679	5897	4280	4272	3979
其他流动资产	1446	1291	1302	1293	1304	资产减值损失	106	205	206	208	210
非流动资产	289820	289211	286110	282320	277931	公允价值变动收益	-66	-164	-164	-164	-164
长期投资	13097	16156	20357	24558	28760	投资净收益	1334	2312	2312	2312	2312
固定资产	261782	249702	242158	234349	226278	营业利润	22277	27077	27292	26856	27424
无形资产	168	170	170	169	172	营业外收入	2912	1	1	1	1
其他非流动资产	14773	23184	23425	23244	22722	营业外支出	34	423	423	423	423
资产总计	298895	299398	295143	290817	287093	利润总额	25154	26654	26870	26433	27001
流动负债	62111	59703	62123	65373	68807	所得税	4216	4380	4415	4692	4793
短期借款	16300	19005	20722	25490	27044	净利润	20938	22275	22454	21741	22208
应付账款	146	87	148	89	150	少数股东损益	157	14	14	13	14
其他流动负债	45664	40611	41253	39793	41613	归属母公司净利润	20781	22261	22441	21727	22194
非流动负债	108258	104176	90006	75650	61243	EBITDA	41957	44017	41109	40598	41051
长期借款	54508	61651	47481	33125	18718	EPS(元)	0.94	1.01	1.02	0.99	1.01
其他非流动负债	53750	42525	42525	42525	42525						
负债合计	170369	163879	152130	141023	130050						
少数股东权益	327	417	431	445	458	主要财务比率	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
股本	22000	22000	22000	22000	22000	成长能力					
资本公积	44253	44323	44323	44323	44323	营业收入(%)	101.9	2.5	0.9	0.9	0.8
留存收益	58506	65080	73269	80618	87632	营业利润(%)	72.8	21.5	0.8	-1.6	2.1
归属母公司股东权益	128199	135101	142582	149349	156584	归属于母公司净利润(%)	80.4	7.1	0.8	-3.2	2.1
负债和股东权益	298895	299398	295143	290817	287093	获利能力					
						毛利率(%)	60.7	61.2	61.2	61.2	61.2
						净利率(%)	42.5	44.4	44.4	42.6	43.1
						ROE(%)	16.3	16.4	15.7	14.5	14.1
						ROIC(%)	9.2	9.8	9.4	9.1	9.4
						偿债能力					
						资产负债率(%)	57.0	54.7	51.5	48.5	45.3
						净负债比率(%)	66.2	65.6	53.9	45.1	34.8
						流动比率	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1
						速动比率	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1
						营运能力					
						总资产周转率	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
						应收账款周转率	20.6	15.9	15.9	15.9	15.9
						应付账款周转率	133.1	166.4	166.4	166.4	166.4
						每股指标(元)					
						每股收益(最新摊薄)	0.94	1.01	1.02	0.99	1.01
						每股经营现金流(最新摊薄)	2.65	1.74	1.69	1.57	1.68
						每股净资产(最新摊薄)	5.83	6.14	6.48	6.79	7.12
						估值比率					
						P/E	15.2	14.2	14.1	14.5	14.2
						P/B	2.5	2.3	2.2	2.1	2.0
						EV/EBITDA	10.8	10.1	10.6	10.5	10.0

现金流量表(百万元)					
	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
经营活动现金流	38990	39693	37197	34448	36992
净利润	20938	22275	22454	21741	22208
折旧摊销	12319	12298	11364	11537	11706
财务费用	6679	5897	4280	4272	3979
投资损失	-1334	-2312	-2312	-2312	-2312
营运资金变动	222	1183	1246	-954	1246
其他经营现金流	165	352	164	164	164
投资活动现金流	-44230	-9795	-6116	-5600	-5170
资本支出	2254	2556	-7302	-7991	-8590
长期投资	-4738	-7726	-4201	-4201	-4201
其他投资现金流	-46714	-14965	-17619	-17792	-17961
筹资活动现金流	4070	-28033	-34587	-33588	-33346
短期借款	16300	2705	0	0	0
长期借款	23343	7143	-14170	-14356	-14407
普通股增加	5500	0	0	0	0
资本公积增加	15703	70	0	0	0
其他筹资现金流	-56776	-37951	-20417	-19232	-18939
现金净增加额	-1160	1830	-3506	-4740	-1524

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。根据上述规定，新时代证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师声明

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及新时代证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

分析师介绍

邱懿峰，美国德克萨斯大学金融学硕士，南开大学国贸系本科，2015年就职于银河证券研究部，拥有两年以上行业研究经验，2017年加入新时代证券，现任环保行业首席分析师

投资评级说明

新时代证券行业评级体系：推荐、中性、回避

推荐：未来6-12个月，预计该行业指数表现强于市场基准指数。

中性：未来6-12个月，预计该行业指数表现基本与市场基准指数持平。

回避：未来6-12个月，未预计该行业指数表现弱于市场基准指数。

市场基准指数为沪深300指数。

新时代证券公司评级体系：强烈推荐、推荐、中性、回避

强烈推荐：未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报20%及以上。该评级由分析师给出。

推荐：未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%-20%。该评级由分析师给出。

中性：未来6-12个月，公司股价与分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报相当。该评级由分析师给出。

回避：未来6-12个月，公司股价低于分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%及以上。该评级由分析师给出。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

免责声明

新时代证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批复，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告由新时代证券股份有限公司（以下简称新时代证券）向其机构或个人客户（以下简称客户）提供，无意针对或意图违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。

新时代证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给新时代证券客户的，属于机密材料，只有新时代证券客户才能参考或使用，如接收人并非新时代证券客户，请及时退回并删除。

本报告所载的全部内容只供客户做参考之用，并不构成对客户的投资建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。新时代证券根据公开资料或信息客观、公正地撰写本报告，但不保证该公开资料或信息内容的准确性或完整性。客户请勿将本报告视为投资决策的唯一依据而取代个人的独立判断。

新时代证券不需要采取任何行动以确保本报告涉及的内容适合于客户。新时代证券建议客户如有任何疑问应当咨询证券投资顾问并独自进行投资判断。本报告并不构成投资、法律、会计或税务建议或担保任何内容适合客户，本报告不构成给予客户个人咨询建议。

本报告所载内容反映的是新时代证券在发表本报告当日的判断，新时代证券可能发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但新时代证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。新时代证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的新时代证券网站以外的地址或超级链接，新时代证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

新时代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。新时代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。

除非另有说明，所有本报告的版权属于新时代证券。未经新时代证券事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式更改、复制、传播本报告中的任何材料，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为新时代证券的商标、服务标识及标记。

新时代证券版权所有并保留一切权利。

机构销售通讯录

北京	郝颖 销售总监
	固话：010-69004649 邮箱：haoying1@xsdzq.cn
上海	吕莅琪 销售总监
	固话：021-68865595 转 258 邮箱：lvyuqi@xsdzq.cn
广深	吴林蔓 销售总监
	固话：0755-82291898 邮箱：wulinman@xsdzq.cn

联系我们

新时代证券股份有限公司 研究所

北京地区：北京市海淀区北三环西路99号院1号楼15层

邮编：100086

上海地区：上海市浦东新区浦东南路256号华夏银行大厦5楼

邮编：200120

广深地区：深圳市福田区福华一路88号中心商务大厦23楼2317室

邮编：518046

公司网址：<http://www.xsdzq.cn/>