

长江电力（600900）：分红“常青树”价值再提升

2019年09月06日

推荐/首次

长江电力 公司报告

报告摘要：

我们分析认为长江电力每股高金额分红可持续，乌东德、白鹤滩机组投产收购有预期，利好公司价值提升。

在运水电机组发电量稳定，电价稳定，成本稳定，现金流稳定充沛保证高金额分红稳定。公司发电量稳定主要有三个原因：公司水电站可以优先并网，机组利用小时数有保障；公司所属电站特高压设施配套完整，保障电能消纳；公司水电站库容大，适应来水能力强，机组设计合理，适应水头能力强。公司电价稳定主要有三个原因：公司与电网公司签订售电合同明确电量及电价形成机制；公司各电站送电区域稳定，电价稳定；水电电价较低，未来电力市场化对公司电价负面影响有限。公司成本稳定，公司当前成本主要由折旧（45%）、各项财政规费（25%）、财务费用（21%）、税金及附加（5%）、管理费用（3%）和资产减值损失（1%）组成，各项费用基本保持稳定；2050年大坝折旧计提完毕，对近期利润影响小。公司经营现金流是营业收入的117%左右，现金流充足，保障高额分红发放。

乌东德、白鹤滩机组投产之后收购有预期，利好公司价值提升。两机组装机容量大，未来收购后，我们预计公司年发电量将增长50%。经测算，两机组收购后公司税前度电利润与公司目前税前度电利润0.1121元/kWh相当（用倒推电价法测算收购后度电利润为0.1218元/kWh，比当前度电利润上升8.65%；用市场化交易法测算收购后度电利润0.1106元/kWh，比当前度电利润下降1.34%）。在倒推电价情况下，我们预计公司税前利润上升63%；在市场电价情况下，我们预计公司税前利润上升48%。

公司盈利预测及投资评级：我们认为新机组的电价最有可能执行市场电价，在此情况下，我们预计公司2019-2021年净利润分别为243.14亿、250.45亿和291.21亿元，对应EPS分别为1.11、1.14和1.32元，当前股价对应2019-2021年PE值分别为16.77、16.28和14倍。我们看好新机组收购后给公司带来的价值提升，首次覆盖给予“推荐”评级。

风险提示：电价下降，相关工程推进不及预期，来水不及预期。

财务指标预测

指标	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入(百万元)	50,146.8	51,213.9	53,607.0	53,205.6	63,151.9
增长率(%)	2.47%	2.13%	4.67%	-0.75%	18.69%
净利润(百万元)	22,260.9	22,610.9	24,313.8	25,044.6	29,120.8
增长率(%)	6.38%	1.66%	7.52%	3.00%	16.25%
净资产收益率(%)	16.48%	15.90%	16.32%	16.05%	17.73%
每股收益(元)	1.01	1.03	1.11	1.14	1.32
PE	18.31	18.03	16.77	16.28	14.00
PB	3.02	2.87	2.74	2.61	2.48

资料来源：公司财报、东兴证券研究所

公司简介：

中国最大的水电上市公司。

未来3-6个月重大事项提示：

2019-10 公司发布三季度报告

发债及交叉持股介绍：

2016-11-09 发行3亿美元5年期公司债
 2016-11-09 发行2亿欧元5年期公司债
 2017-07-11 发行25亿元3年期公司债
 2018-07-26 发行25亿元3年期公司债
 2018-08-01 发行40亿元5年期中期票据
 2018-09-27 发行30亿元3年期公司债
 2018-12-03 发行20亿元5年期中期票据
 2019-02-19 发行30亿元3年期公司债
 2019-03-13 发行30亿元5年期中期票据

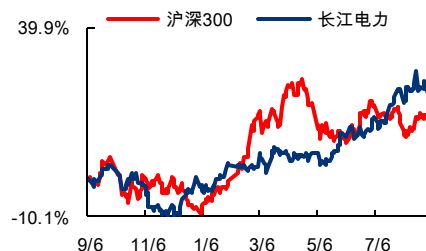
公司持有：

湖北能源(000883.SZ) 28.45%流通股
 广州发展(600098.SH) 19.62%流通股
 国投电力(600886.SH) 10.71%流通股
 川投能源(600674.SH) 11.12%流通股

交易数据

52周股价区间(元)	18.53-16.11
总市值(亿元)	4076.6
流通市值(亿元)	4076.6
总股本/流通A股(万股)	2200000/2200000
流通B股/H股(万股)	/
52周日均换手率	0.14

52周股价走势图



资料来源：wind、东兴证券研究所

分析师：洪一

0755-82832082

hongyi@dxzq.net.cn

执业证书编号：

S1480516110001

研究助理：沈一凡

010-66554026

shenyf@dxzq.net.cn

执业证书编号：

S1480118080040

目 录

1. “四稳”推动高金额分红稳定	4
1.1 三因素保证公司发电量稳定	4
1.1.1 大型水电站具有优先发电权 利用小时数稳定	4
1.1.2 特高压配套完备 保障电能消纳	5
1.1.3 机组适应来水能力较强 平滑水库来水对发电量影响	6
1.2 三因素保证售电价格稳定	7
1.2.1 签订年度购售电合同 规避短期价格波动	8
1.2.2 消纳省份固定 确保电价稳定	8
1.2.3 市场化形成电价也比较稳定	9
1.3 成本稳定可控	10
1.4 现金流量稳定充沛	12
2. 新机组投产后有收购预期 利好公司价值提升	12
2.1 新机组上网电价与在运机组上网电价水平相当	13
2.1.1 倒推电价法测算乌东德、白鹤滩机组上网电价	13
2.1.2 电力市场化法测算乌东德、白鹤滩机组上网电价	14
2.2 新机组造价合理 度电折旧小幅下降	15
2.3 贷款利率下降 度电财务费用下降	15
2.4 乌东德、白鹤滩机组度电利润与在运机组相当	16
3. 未来估值有向上空间	18
3.1 使用公司自由现金流模型（DCF）计算公司合理市值	18
3.2 使用红利折现模型（DDM）计算公司合理市值	20
3.3 公司评级	21
4. 风险提示	21
相关报告汇总	23

表格目录

表 1:公司所属电站外送通道情况	5
表 2:2018 年长江电力购售电合同签署情况	8
表 3:长江电力下属电站售电区域及电量分配情况	8
表 4:长江电力售电省区域市场化情况	9
表 5:长江电力 2018 年上网电价	10
表 6:长江电力下属电站资产及折旧情况	11
表 7:近五年长江电力毛利率及净利率情况	12
表 8:倒推法测算乌东德、白鹤滩机组上网电价	13
表 9:电力市场化法测算乌东德、白鹤滩机组上网电价	15
表 10:乌东德、白鹤滩机组折旧测算	15
表 11:长江电力债券发行情况及其利率情况	16

表 12:倒推电价测算乌东德、白鹤滩机组盈利及度电盈利.....	17
表 13:市场电价测算乌东德、白鹤滩机组盈利及度电盈利.....	17
表 14:按倒推电价使用公司自由现金流模型计算公司合理市值.....	19
表 15:按电力市场形成电价使用公司自由现金流模型计算公司合理市值.....	19
表 16:按倒推电价使用红利折现模型计算公司合理市值.....	20
表 17:按电力市场形成电价使用红利折现模型计算公司合理市值.....	20

插图目录

图 1:水电与火电机组利用小时数对比.....	4
图 2:水电与核电机组利用小时数对比.....	4
图 3:各类发电机组发电上网优先级.....	5
图 4:三峡、葛洲坝发电量随来水变动情况.....	6
图 5:溪洛渡、向家坝发电量随来水变动情况.....	6
图 6:2010 年以来公司节水增发电量（亿千瓦时）.....	7
图 7:三峡水电站水头出现概率.....	7
图 8:三峡电站在各水头等级下发电能力.....	7
图 9:长江电力历年营业收入营业成本示意图.....	11
图 10:公司各项费用占总成本占比.....	11
图 11:2016-2018 年公司经营性现金流情况.....	12

1. “四稳”推动高金额分红稳定

公司是目前A股市场中比较少见的每股高金额分红公司，公司的分红政策是在2021年前分红不低于0.65元/股，自2021年起分红为可分配利润的70%，这一分红水平远高于A股其他公司，也远高于同行业其他上市公司。我们认为公司能实现持续高金额分红的主要原因是公司现役水电机组发电量稳定，电价稳定且具优势，公司成本稳定，现金流稳定充沛。

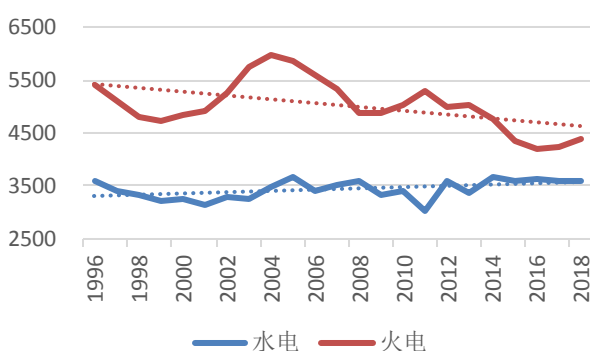
1.1 三因素保证公司发电量稳定

相比火电，以及其他小型水电公司，公司机组利用小时数波动小，稳定程度与核电机组相当，发电量非常稳定。这主要是因为大型水电发电量收到政策保护具有优先发电权，特高压配套完备消纳地区确定，且机组适应来水变化能力较强，能够平滑来水波动对发电量的影响。

1.1.1 大型水电站具有优先发电权 利用小时数稳定

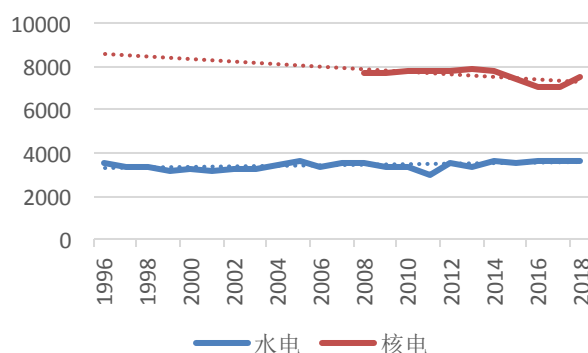
政策规定公司水电机组上网优先级高于其他种类发电机组，利用小时数，售电量有保证。按照《节能发电调度办法》的要求，大型水电机组的并网顺序列在第一位，公司所属水电机组全部为大型流域调节水电站，可以优先上网，这保证了机组在电网正常运行情况下公司机组的利用小时数；按照《中华人民共和国可再生能源法》的规定，电网企业应全额收购覆盖范围内的可再生能源机组并网发电的上网电量，这保证了公司水电机组所发电量的全额收购；按照国家发展改革委《关于规范优先发电优先购电计划管理通知》的要求，国家规划内的既有大型水电按照不低于上年实际水平或多年平均水平安排发电计划，这保证了公司水电机组发电量的长年稳定。因此，公司所属大型水电机组的发电量有保证，基本不受到用电需求影响，不参与电网调峰，发电量的多少主要受水库来水影响，影响因素非常单一。

图 1:水电与火电机组利用小时数对比



资料来源：CEIC、东兴证券研究所

图 2:水电与核电机组利用小时数对比

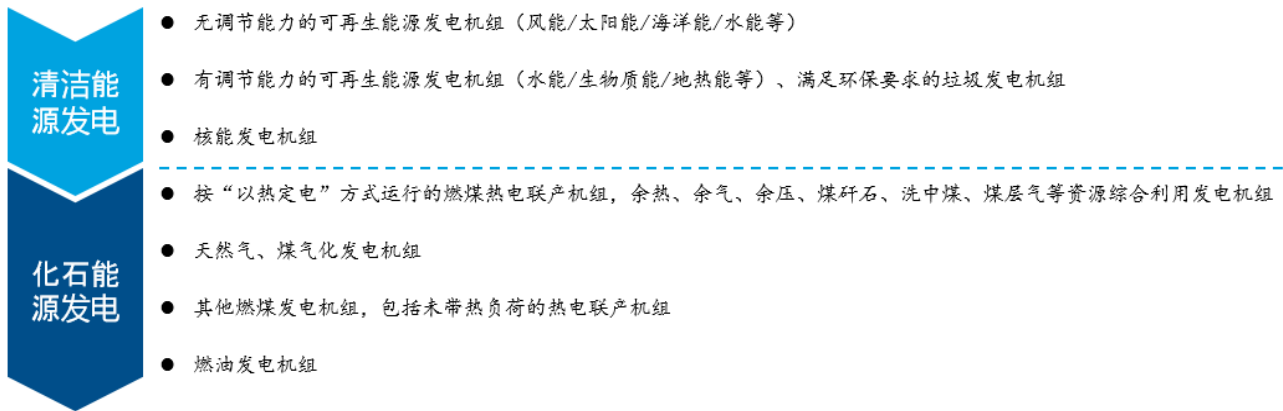


资料来源：CEIC、东兴证券研究所

与水电不同，火电上网优先级较低，绝大多数机组参与调峰，机组利用小时数波动较大。由于火电处于最后上网优先级，其发电量受到用电需求（经济发展）、其他类型机组发电能力（竞争）的影响最大。伴随近年来用电需求增长放缓，以及水电、核电的大力发展，火电机组通常很难实现满发，其年度利用小时数呈现较大波动，且有下降趋势，发电量稳定程度不及水电。

核电发电量较稳定与水电相当，但有限容发电情形。核电上网优先级不及水电，但高于火电，利用小时数近年稳定在较高水平，少数时候会出现用电量不及预测，出现限容发电情况（例如 2019 年海南昌江核电），但发电量总体稳定，与水电相当。

图 3:各类发电机组发电上网优先级



资料来源：《节能发电调度办法》、东兴证券研究所

1.1.2 特高压配套完备 保障电能消纳

公司水电站直接接入特高压系统，外送至特定消纳省份，消纳得到保障。长江电力下属的三峡、葛洲坝、向家坝、溪洛渡四家电站都是直接接入特高压系统外送消纳，而白鹤滩、乌东德两站的送电工程也在积极推进中。特高压打通电能外送通道，使得电能消纳得到了保障，地区也比较固定，减小了受电省份调度的难度和销售电价的波动。

表 1:公司所属电站外送通道情况

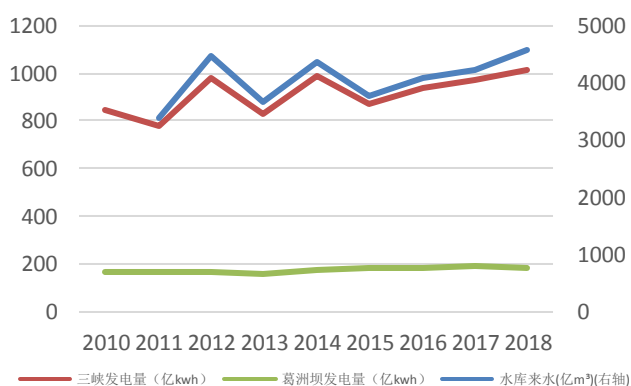
名称	送电区域	线路	输送容量（万千瓦）
三峡电站	华中	500kV 交流	900
		宜都-华新±500kV 直流 龙泉-政平±500kV 直流	1020
	华东	团林-枫泾±500kV 直流 葛洲坝-南桥±500kV 直流	
		南方	江陵-鹤城±500kV 直流
葛洲坝电站	华中	10 回 220kV 交流 6 回 500kV 交流	
向家坝电站	四川、上海	复龙-奉贤线±800kV 直流	640
溪洛渡电站	四川、浙江、南方电网	宜宾-金华线±800kV 直流	800
		牛寨-从化±500kV 直流	640
白鹤滩电站	江苏、浙江	±800kV 直流（输变电工程预计 2019 年开工）	1600
乌东德电站	广东、广西	±800kV 三端直流（广东、广西）	800

资料来源：公司公告、东兴证券研究所

1.1.3 机组适应来水能力较强 平滑水库来水对发电量影响

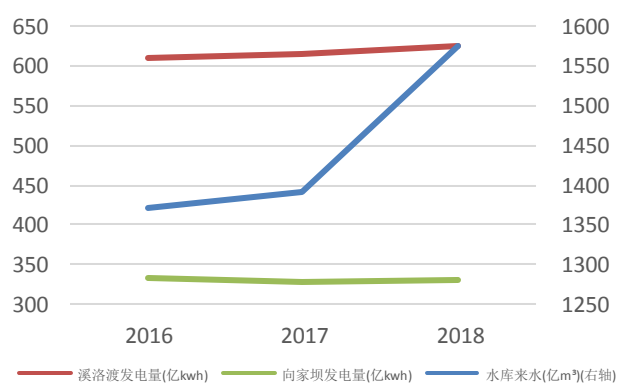
水电站利用水势能发电，上游来水对水电站发电量有直接影响。由图4可以看出三峡电站的发电量与来水同向波动，是影响发电量最重要的因素。四座大型水电站库容较大调节能力强，且处于同一流域可以发挥联合调度平滑来水，四大电站的机组设计也十分合理，适应水头能力强。经过5年发电及流域联合调度经验的积累，公司具备较高的运营水平，能充分应对上游来水不稳定这一问题，提升水头的利用率，实现同等水头条件下不断增发，来水偏枯时尽量多发的目标。2015年起三峡、葛洲坝发电量一改2011至2014年的发电量较大波动的情形，一直稳步上升；2016年起溪洛渡、向家坝发电量也稳步上升。

图 4:三峡、葛洲坝发电量随来水变动情况



资料来源：公司公告、东兴证券研究所

图 5:溪洛渡、向家坝发电量随来水变动情况

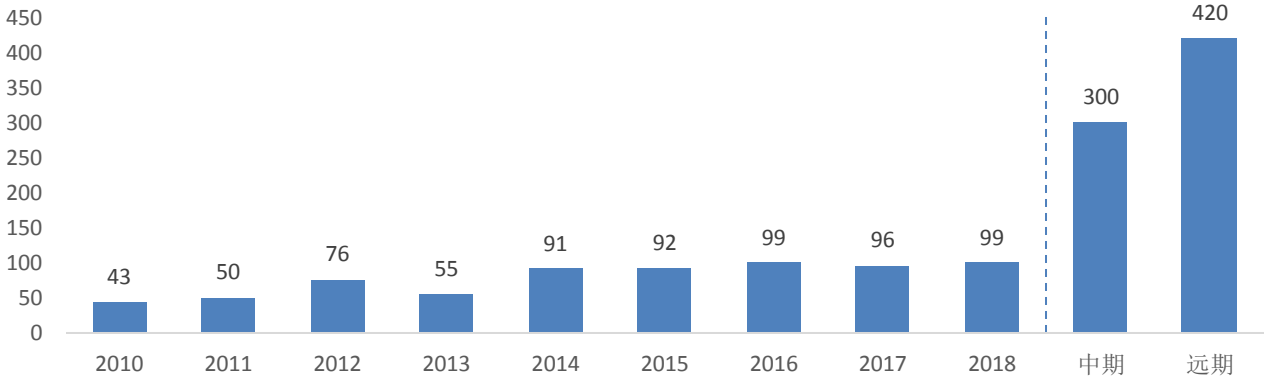


资料来源：公司公告、东兴证券研究所

库容大，调节能力强，保证发电水头。由于电站具有超大库容优势，水库可在汛期拦蓄大量水量，待汛期过后再逐渐经水轮发电机组缓慢泄流，充分提升水资源利用效率，减少了弃水量，从而平滑来水丰年和来水枯年的发电量。

梯级联合调度相互协调，发电量波动再平滑。通过实行梯级联合调度，可以实现水库及电站间的水头补给和流量控制。最典型的例子是当葛洲坝电站来水不及预期时，三峡电站可以利用其超大的库容和机组更强的过流能力为下游葛洲坝机组补充水头，实现葛洲坝机组的满发。目前公司利用水情预报实时优化调度，每年节水增发电量近100亿千瓦时，这一措施有效提升了电厂发电能力，即便处于来水偏枯的年份，其发电量降幅也会低于来水下降比例。预计未来该优势还会进一步凸显，在乌东德、白鹤滩陆续于2020、2021年投产后，年节水增发电量有望达到300亿千瓦时；远期，公司若能实施联合优化调度，可以进一步增加发电量约420亿千瓦时。

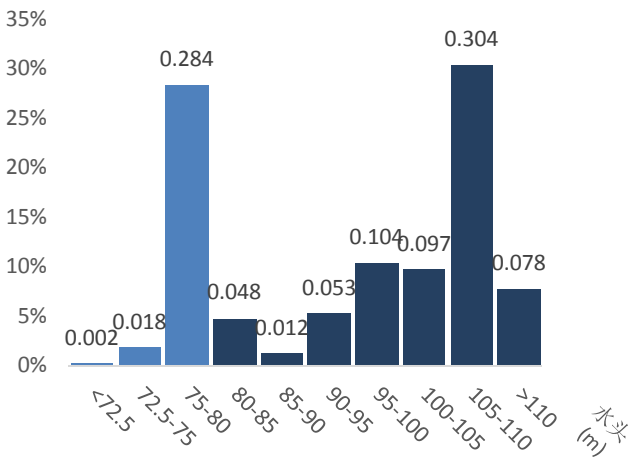
图 6:2010 年以来公司节水增发电量 (亿千瓦时)



资料来源: 公司公告、东兴证券研究所

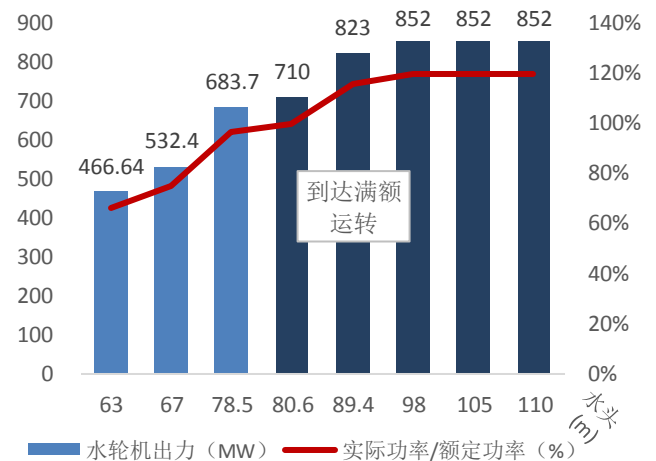
设计合理, 机组适应水头能力强。我们以三峡为例讨论机组度对水头的适应能力, 其他机组与此相似。如图 7 所示, 三峡电站的水头有近 70% 的概率到达 80m 及以上, 有 98% 的概率保持在 75m 及以上; 如图 8 所示, 这样的水头概率情况可以保证三峡机组 98% 的概率发电出力在 95% 额定功率。这是为什么三峡电站自 2010 年全部投产以来, 多数年份运行业绩稳定的重要原因。2011 年为特例, 长江中上游出现 50 年一遇大旱, 导致三峡发电量下降, 但这种情况属于小概率事件, 发生可能性较低。

图 7:三峡水电站水头出现概率



资料来源: 《水电站机电技术》2001 年第 4 期, 《三峡水电站的水头特点及水轮机质量保证》、东兴证券研究所

图 8:三峡电站在各水头等级下发电能力



资料来源: 《水电站机电技术》2001 年第 4 期, 《三峡水电站的水头特点及水轮机质量保证》、东兴证券研究所

除了理论解释外, 发电量数据同样反映了公司水电发电量平稳的特征。除 2011 年大旱外, 溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝四家电厂发电量均维持稳定, 波动幅度大多在 5% 以内。自 2010 年以来, 四家电站年度发电量同比变化率均小于三峡来水同比变化率, 尤其是位于梯级电站末端的葛洲坝电站, 通过对三峡电站的合理调度运行, 其发电量基本保持不变。

1.2 三因素保证售电价格稳定

三因素支撑，公司售电价格波动幅度小。第一，公司与电网签订售电合同，事先和电网约定电量及价格，有市场化的部分，也是提前约定上网电量及价格形成机制，这种安排方式有利于公司保持较长期售电价格稳定，受电力市场短期波动影响较小；第二，公司电量销往相对固定地区，用电量波动小，上网电价较高且基本不变；第三，公司水电机组多参与电力市场年度长协交易，电价比较稳定，且由于大型水电发电成本低，电价相对于消纳地区其他电源电价也相对较低，未来大幅降价可能性也较低。

1.2.1 签订年度购售电合同 规避短期价格波动

长江电力与电网公司以年为单位签订购售电合同，约定电量及电价形成机制，有效避免市场短期价格波动影响。公司下属电厂每年均会与电网签订一年期的购售电合同明确电量、电价和电价形成机制。2018年公司签署6份年度购售电合同，并在其中约定各个电厂基础电量的具体上网电价。由于三峡、葛洲坝今年初步参加湖北省电力市场化交易，且市场化的电量应该是基础电量超发的部分，所占比例不会很高；向家坝、溪洛渡市场化比例仅为30%，据此计算，执行确定的合同电价的销售电量占公司近九成电量，使得公司发电收入保持稳定。

表 2:2018 年长江电力购售电合同签署情况

电站	合同电量 (亿 kwh)	实际电量 (亿 kwh)	基础电量 (亿 kwh)	市场化电量 (亿 kwh)	基础电量占比	市场化电量占比	上网电价 (元/兆瓦)	市场化参与方式
葛洲坝	177.00	183.18	183.18	-	100.00%	-	219.88(估算)	未参与
三峡	905.52	1016.15	1016.15	-	100.00%	-	272.71(估算)	未参与
向家坝	328.30	330.80	255.80	75.00	77.33%	22.67%	300.60	上海年度
溪洛渡左岸	284.60	301.54	223.16	78.38	74.01%	25.99%	300.60	浙江年度
溪洛渡右岸	305.00	323.15	255.15	68.00	78.96%	21.04%	326.31	广东加权平均

资料来源：公司公告、东兴证券研究所

1.2.2 消纳省份固定 确保电价稳定

公司各电站送电区域确定，上网电价相对稳定。我国水电站上网电价主要采用成本加成、落地省份电价倒推、水电标杆电价和市场化电价四种方式。成本加成法是按照项目总体投资和确定的收益率倒算度电电价，一经确定，除非国家发改委价格司调价不会改变，而且由于通货膨胀等原因，一般是上调电价。落地省份电价倒推是按照落地省平均用电成本，减去线损和输配电价倒算上网电价。这种方式确定的电价也非常稳定，主要原因是公司电站接入既定的特高压外送通道，消纳省份区域已经基本确定，每年所发电量也按照如表3所示以固定比例外送至对应省份，一省经济结构基本确定，用电量消费结构基本不变，电力供应方式基本不变，电力供需情况基本不变，所以平均电价基本保持不变，倒算出的电站上网电价基本不变，而且和成本加成法一样，电价确定和调整要经过国家发改委价格司的审批，一般不会变化。公司目前所属电站中，葛洲坝采用成本加成法确定电价，三峡、向家坝和溪洛渡采用电价倒推法和市场化法确定电价，但市场化占比相对较低，约一成，影响相对较小。

表 3:长江电力下属电站售电区域及电量分配情况

电站	丰水期送电省份	枯水期送电省份
三峡	广东：50%	广东：16%
	华东：50%	华东：32%
	华中：超过区域设计输电能力的部分	华中：52%

	重庆: 40 亿千瓦时/年	重庆: 40 亿千瓦时/年
葛洲坝	华中、华东	华中、华东
向家坝	上海	四川: 15% 云南: 15% 上海: 70%
溪洛渡	浙江: 50% 广东: 50%	四川: 15% 云南: 15% 浙江: 35% 广东: 35%

资料来源: 公司公告、东兴证券研究所

1.2.3 市场化形成电价也比较稳定

由于大型水电多参与电力市场年度长协交易, 电价稳定, 且大型水电站电价有优势, 未来市场化交易对公司的负面影响比较有限。公司多参与电力市场年度长协交易, 这主要是因为公司机组容量大、供电可靠性高, 多承担基础负荷。年度长协交易的市场交投双方比较固定, 电价相对稳定。以浙江为例, 2017、2018、2019 年三年年度长协的出清价格都是 0.385/kWh。除此之外, 即使在没有参与年度长协市场交易的省份, 公司也享受了比较优厚的价格形成条款, 以广东为例, 该省份要求各电站在各自的基础电量定价上减去一定价差形成市场化交易价格, 公司虽然在电价方面有所让利, 但经过协商, 确定公司的交易电价按照广东市场电价月底加权平均价差来结算, 经过年度加权平均的平滑, 公司售电价格基本不会因为单月电量供给过剩而大幅下降, 有效保持了价格平稳。除参与电价稳定的年度长协交易外, 公司电价也比较有优势, 水电投产后由于不需要燃料等额外投入, 成本较主流火电较低, 目前三峡、葛洲坝每度电仅售 0.2-0.3 元/kWh, 向家坝和溪洛渡每度电仅售 0.3 元/kWh 左右, 加上特高压输配电价和线损, 在各消纳省份的落地电价在 0.3-0.4 元/kWh 之间, 低于消纳地区 0.35-0.45 元/kWh 左右的火电标杆电价。

表 4: 长江电力售电省区域市场化情况

受电省区	公司参与市场化情况	燃煤标杆电价	交易方式	2019 年市场化电价	2018 年市场化电价	注
上海	75 亿千瓦时/年	0.4155	市场整体交投	0.4155 (估算)	0.4155	公司结算价格
广东	68 亿千瓦时/年	0.4505	合同基础电量 加价差加权平均	0.2690 (估算)	0.2889	公司结算价格
浙江	101.49 亿千瓦时/年	0.4153	市场整体交投	0.3851	0.3850	公司结算价格
湖北	要求参加	0.4161	市场整体交投	未公布	未公布	价格未公布
广西	尚未参加	0.4227	市场整体交投 富余水电分开交投	长协:0.3853 月度:0.3870 富余水电:0.2865	长协:0.3896 月度:0.4091	市场化均价
江苏	尚未参加	0.3910	市场整体交投	0.3649	0.3692	市场化均价
安徽	尚未参加	0.3844	市场整体交投	0.3840	0.3842	市场化均价
四川	尚未参加	0.4012	水电单独交投 火电战略配置	0.2230	0.2140	市场化均价
重庆	尚未参加	0.3964	市场整体交投	0.3936	0.3955	市场化均价

		市场整体交投					
云南	尚未参加	0.3358	火电分配优先发电计划 最低火电缺口电量发电 最低价 0.2350	0.2118	0.1770	市场化均价	
江西	尚未参加	0.4143	市场整体交投	未公布	未开始		
河南	尚未参加	0.3879	市场整体交投	未公布	未公布		

资料来源：各地发改委、公司公告、东兴证券研究所

表 5:长江电力 2018 年上网电价

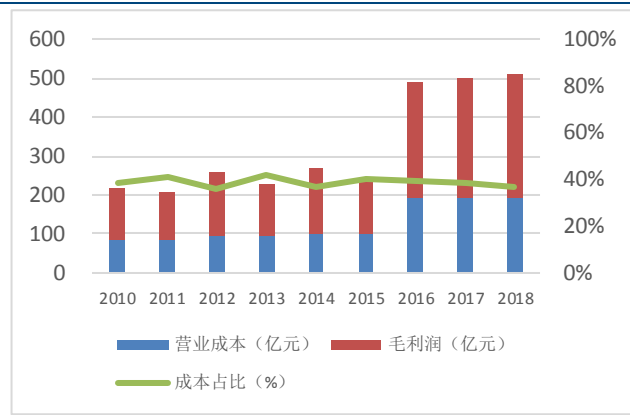
三峡（元/kWh）		葛洲坝（元/kWh）		向家坝（元/kWh）		溪洛渡左岸（元/kWh）		溪洛渡右岸（元/kWh）	
上海	0.2705								
浙江	0.2881								
江苏	0.2443	湖北	0.1950						
安徽	0.2306								
湖北	0.2506								
湖南	0.2416			0.3006		0.3006		0.3263	
江西	0.2569	上海/浙江/ 江苏/安徽/ 湖南/江西/ 河南	0.2550						
河南	0.2408								
重庆	0.2309								
广东	0.3130								

资料来源：公司公告、东兴证券研究所

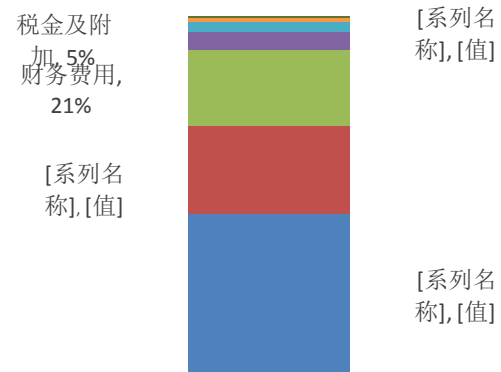
1.3 成本稳定可控

公司成本稳定可控，公司成本主要由折旧（45%）、各项财政规费（25%）、财务费用（21%）、税金及附加（5%）、管理费用（3%）和资产减值损失（1%）组成，其中折旧，财政规费和财务费用占比较大，对净利润影响较大，但基本保持稳定。

公司折旧金额稳定，随项目投产而增加，折旧时间较长。公司折旧主要包括挡水建筑物，机械设备和房屋建筑物，全部采用直线折旧法计提折旧，折旧稳定不变。挡水建筑物折旧期限为 45 年-50 年，实际可利用年限远长于折旧期限，秦朝建设的都江堰水利工程到目前都在使用，在计提折旧完成后将实际增厚公司利润。机械设备的折旧期限为 18 年，但折旧年限和使用年限相同，到期需要更换，不会增厚公司利润。房屋建筑物的折旧期限为 50 年，工程房屋的使用期限比折旧期限长约 10-20 年，折旧计提完毕后可增厚公司利润。经计算，目前在运机组的折旧在 2050 年左右集中下降，减少约 30 亿元，按此计算，目前在运四个机组的毛利率将从 60%左右提升到 69%左右；但 2050 年距现在还有 31 年，目前对公司利润影响较小，对公司估值影响亦较小。

图 9:长江电力历年营业收入营业成本示意图


资料来源：公司年报，东兴证券研究所

图 10:公司各项费用占总成本占比


资料来源：公司年报，东兴证券研究所

表 6:长江电力下属电站资产及折旧情况

发电资产	注入时间	资产注入时原值 (千万元)				折旧年限/残值率/完成折旧年份			年均折旧 (千万元)			
		总价	大坝	机械	建筑	大坝	机械	建筑	合计	大坝	机械	建筑
葛洲坝	2003/6	785.98	601.06	170.31	14.61	50/0%/2053	18/3%/2021	50/0%/2053	15.62	12.02	3.30	0.29
三峡#2 #3 #5 #6	2003/10	1874.41	885.34	545.77	443.3 0	45/0%/2048	18/3%/2021	50/0%/2053	57.95	19.67	29.41	8.87
三峡#1 #4	2005/3	989.92	458.39	337.77	193.7 6	45/0%/2050	18/3%/2023	50/0%/2055	32.26	10.19	18.20	3.88
三峡#7 #8	2007/5	1047.56	522.80	302.74	222.0 3	45/0%/2052	18/3%/2025	50/0%/2057	32.37	11.62	16.31	4.44
三峡 18 台	2009/9	10456.51	5210.87	2929.91	2315. 73	45/0%/2054	18/3%/2027	50/0%/2059	320.0 0	115.8 0	157.8 9	46.31
三峡地下 一期 3 台	2011/9	773.29	-	284.30	488.9 9	45/0%/2056	18/3%/2029	50/0%/2061	25.10	-	15.32	9.78
三峡地下 二期 3 台	2012/9	373.76	-	369.04	4.72	45/0%/2057	18/3%/2030	50/0%/2062	19.98	-	19.89	0.09
溪洛渡向 家坝	2016/6	6546.02	6510.85	31.61	3.56	45/0%/2061	18/3%/2034	50/0%/2066	146.4 6	144.6 9	1.70	0.07
溪洛渡向 家坝尾工	-	577.93	-	577.93	-	-	18/3%/2035	-	-	-	-	-

资料来源：公司年报，东兴证券研究所

公司财政规费金额稳定，随营收增长而增加。公司财政规费主要由水资源费和水利建设基金组成。按照公司所在湖北省的规定，水资源费为 0.01 元/千瓦时，水利建设基金为销售收入*征收比例+在职员工人数 x 单位定额，可见财政规费度电成本一定，随发电量增长。

公司财务成本较低，近期有下降空间。公司为央企三峡集团总公司的上市平台，公司债评级为 AAA 级，利率在 5% 左右，融资成本较低。近年随向家坝工程的逐渐完工，在乌东德、白鹤滩机组注入公司前，公司对资金的需求不高，且公司为龙头电力公司，融资手段多样。

在发电量、电价稳定，各项成本都稳定的背景下，公司利润率也非常稳定，毛利率一直稳定在 61% 左右，净利率稳定在 45% 左右，为持续高分红提供了有效支撑。

表 7: 近五年长江电力毛利率及净利率情况

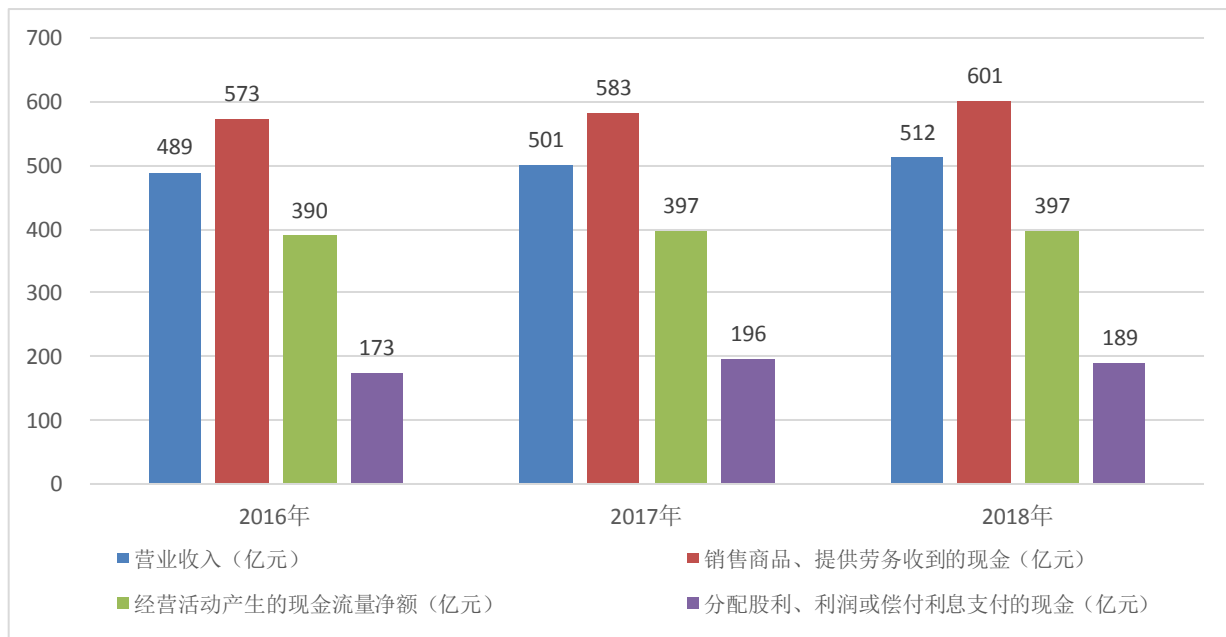
指标	2018 年	2017 年	2016 年	2015 年	2014 年
毛利率	62.89%	61.21%	60.69%	59.58%	63.10%
净利率	44.21%	44.42%	42.78%	47.53	43.98%

资料来源：公司公告、东兴证券研究所

1.4 现金流量稳定充沛

除稳定的利润外，公司现金必须充足才能支付分红，目前现金流充足，足够支付每年分红。2016-2018 年公司销售商品提供劳务收到的现金为营业收入的 117%、116% 和 117%，公司与电网的结算方式为按月结算，年底核算。从经营性现金流数据来看，结算方式得到充分贯彻，公司营业收入基本在当年得到充分回收。2016-2018 年公司经营活动产生的现金流量净额为分配股利、利润或偿付利息支付现金的 225%、203% 和 210%，有充足的现金保障股利及利息的支付。

图 11: 2016-2018 年公司经营性现金流情况



资料来源：公司年报、东兴证券研究所

2. 新机组投产后有收购预期 利好公司价值提升

乌东德、白鹤滩水电站有望于 2020 年、2021 年投产，注入公司将进一步提升公司价值。乌东德机组装机容量 10.2GW，年发电量 389 亿 kWh，白鹤滩机组装机容量 16GW，年发电量 624 亿 kWh，两机

组投产后公司年发电量将增长 50%；两机组注入公司后与目前度电利润 0.1121 元/kWh 相当（倒推电价法测算度电利润为 0.1218 元/kWh，比当前上升 8.65%；市场化交易法测算度电利润 0.1106 元/kWh，比当前下降 1.34%）。

我们按照现行电价形成机制测算乌东德和白鹤滩机组的上网电价，分析了两机组注入后公司折旧水平和公司财务费用水平。

2.1 新机组上网电价与在运机组上网电价水平相当

我们使用现行水电电价确定的两种方法，倒推电价法和市场化交易法测算乌东德、白鹤滩两个电站的上网电价，两种方法得出的电价结果相差不大，倒推法推算的电价略高于市场化交易法推算的电价。使用倒推电价法得出乌东德、白鹤滩机组在广东、广西、江苏、浙江上网电价分别为 0.3263 元/kWh、0.2909 元/kWh、0.2241 元/kWh、0.2466 元/kWh，两机组注入公司后公司平均销售电价为 0.2458 元/kWh，比目前公司平均销售电价 0.2381 元/kWh 高 3.23%。使用市场化交易法得出乌东德、白鹤滩机组在广东、广西、江苏、浙江上网电价分别为 0.2353 元/kWh、0.2516 元/kWh、0.2094 元/kWh、0.2263 元/kWh，两机组注入公司后公司平均销售电价为 0.2347 元/kWh，比目前公司平均销售电价 0.2381 元/kWh 低 1.43%。

2.1.1 倒推电价法测算乌东德、白鹤滩机组上网电价

倒推电价法是从落地省份平均用电成本出发，减去落地省输配电线损、落地省输配电价和落地省电费附加，再减去特高压线损和特高压输电价，最后减去发电省输配电线损和发电省输配电价得出的电站上网电价。乌东德电站的电能是直接通过昆柳龙±800kV 特高压直流送往广东和广西地区的，白鹤滩电站的电能是通过白鹤滩左-江苏、白鹤滩右-浙江两条±800kV 特高压直流送往江苏和浙江的，由于最终的消纳方案没有给出，我们假设乌东德机组有一半的电能在广东消纳，一半的电能广西消纳；白鹤滩左岸机组电能江苏消纳，白鹤滩右岸机组电能浙江消纳。落地省平均用电成本的计算中，我找出落地省大工业用电销售电价、非工业及普通工业用电销售电价、商业用电销售电价、农业生产用电和居民生活用电销售电价，并用各消纳地区第一、第二、第三产业和居民用电占比整个用电量比例对以上五类电价进行加权，得出各省份平均销售电价。得出各省份平均用电成本后再减去落地省输配电线损、电费附加和落地省输配电价，得出特高压到达落地省的电价。其中落地省的输配电价分为大工业用电和一般工商用电，我们用大工业用电和一般工商用电用电量比例对以上两个输配电价进行加权，得出落地省输配电价。得出特高压到达落地省的电价后，再减去特高压线损和特高压输配电价得出特高压送出前的电价；由于昆柳龙±800kV 特高压直流、白鹤滩左-江苏±800kV 特高压直流、白鹤滩右-浙江±800kV 特高压直流尚未完工，其输配电价和线损尚未公布，我们用比较相似的特高压工程宜宾-金华±800kV 特高压工程的相关参数估算以上三个特高压工程的线损和输配电价。得出特高压送出前的电价后，我们最后再减去送出省的输配电价，得到上网电价。由于乌东德电站和白鹤滩电站是电能送出后直接接入特高压的，当地线损很小，我们不计算送出省当地线损。从倒算结果来看，我们计算得出广东的倒推电价偏高，但目前国家正在努力降低用能成本，不会给出 0.5 元/kWh 的上网电价，在考虑到降低用能成本的背景下，我们推测乌东德电站在广东的上网电价为 0.32631 元/kWh，与溪洛渡电站相同。

表 8:倒推法测算乌东德、白鹤滩机组上网电价

地区	广东	广西	江苏	浙江
销售电价				
大工业用电 (元/kWh)	0.7426	0.6328	0.5968	0.6074

非工业及普通工业用电（元/kWh）	0.7716	0.6328	0.6215	0.6413
商业用电（元/kWh）	0.8560	0.6328	0.6215	0.6413
农业生产用电（元/kWh）	0.6035	0.3795	0.4840	0.6600
居民生活用电（元/kWh）	0.6258	0.5283	0.5383	0.5850
各产业用电比例				
第一产业（%）	1.71%	1.5%	1.16%	0.67%
第二产业（%）	68.16%	65.54%	75.22%	73.11%
第三产业（%）	15.73%	13.25%	12.86%	13.75%
居民用电（%）	16.11%	19.71%	11.92%	13.14%
平均销售电价（含附加）（元/kWh）	0.7697	0.6084	0.6154	0.6359
电价附加	以上电价不含附加	以上电价含附加	以上电价含附加	以上电价含附加
国家重大水利工程建设基金	2019 年停止征收	2019 年停止征收	2019 年停止征收	2019 年停止征收
水库移民后期扶持资金（元/kWh）		0.0062	0.0062	0.0062
农网还贷资金（元/kWh）		0.0250		0.0200
可再生能源电价附加（元/kWh）			0.0190	
平均销售电价（不含附加）（元/kWh）	0.7697	0.5772	0.5902	0.6097
落地省输配电价及线损				
大工业用电输配电价（元/kWh）	0.03594	0.00793	0.168	0.1576
一般工商业用电（元/kWh）	0.13768	0.2884	0.196	0.2508
线损率（%）	4.53%	6.8%	4%	2.18%
特高压输配电价及线损				
特高压输配电价（元/kWh）	0.066（估）	0.066（估）	0.085（估）	0.083（估）
特高压线损（%）	6.6%（估）	6.6%（估）	8.7%（估）	8.5%（估）
送出省输配电价（元/kWh）	0.052	0.052	0.052	0.052
电价结果				
倒推电价结果（元/kWh）	0.5087	0.2909	0.2241	0.2466
最终测算电价（元/kWh）	0.3263	0.2909	0.2241	0.2466

资料来源：国家发改委，广东发改委，广东统计局，广西发改委，广西统计局，江苏发改委，江苏统计局，浙江发改委，浙江统计局，东兴证券研究所

2.1.2 电力市场化法测算乌东德、白鹤滩机组上网电价

电力市场化法推算两机组上网电价与倒推法相似，市场化形成的电价为特高压到达落地省的电价，我们只需要减去特高压线损、特高压输电价和发电省输配电价。目前国家积极推荐电力市场化，曾多次提出保障水电消纳的前提下，让市场供需来决定电价水平。公司目前也已经在上海、浙江、广东参与了电力市场化交易，整个市场化电量比例在 11%。在国家大力推进电力市场化背景下，乌东白鹤滩机组很有可能部分或全部参与电力市场化交易，让市场来确定上网电价。电力市场化交易分为年度长协电量交易、年度合同电量交易、月度电量交易、发电权交易、西南富余水电交易等五种，其中只有四川省和广西省有西南富余水电交易。以上几种交易中由于乌东德、白鹤滩机组属于大型流域调节水电站，发电量稳定，应该参与年度长协电量交易，目前公司在上海和浙江参与的就是年度长协电量交易，在广东是按照月度

交易加权价差确定市场化交易电量，没有直接参与市场交易。年度长协电量交易的参与者是省内外大型电站和省内大型用电企业，供需比较稳定，电价比较平稳。

表 9: 电力市场化法测算乌东德、白鹤滩机组上网电价

地区	广东	广西	江苏	浙江
2019 年度长协出清电价 (元/kWh)	0.3723	0.3896	0.3850	0.3692
特高压输配电价 (元/kWh)	0.066	0.066	0.085	0.083
特高压线损 (%)	6.6% (估)	6.6% (估)	8.7% (估)	8.5% (估)
送出省输配电价 (元/kWh)	0.052	0.052	0.052	0.052
上网电价 (元/kWh)	0.2355	0.2516	0.2095	0.2263

资料来源：国家发改委，广东电力市场交易中心，广西电力市场交易中心，江苏电力市场交易中心，浙江电力市场交易中心，东兴证券研究所

2.2 新机组造价合理 度电折旧小幅下降

乌东德、白鹤滩机组注入公司后，度电折旧成本将小幅下降。三峡总公司的机组注入上市公司其账面价值一般按照机组静态投资的 105% 计算，乌东德机组静态投资为 760 亿元，注入公司的账面价值为 798 亿；白鹤滩机组静态投资为 846 亿，注入公司的账面价值为 888.3 亿元。由于向家坝和溪洛渡机组还有部分资产没有转固，葛洲坝资产建成时间久远，我们参考三峡机组的情况来计算两个新机组的折旧，水电机组固定资产分为挡水建筑物、机械和房屋。其中挡水建筑物占项目账面价值的 46%，计提折旧采用直线折旧法，计提折旧年限 45 年；机械占项目账面价值的 31%，计提折旧采用直线折旧法，计提折旧年限 18 年；房屋占账面价值的 24%，计提折旧采用直线折旧法，计提折旧年限为 50 年。由此，在运机组按照 2018 年年发电量计算，乌东德、白鹤滩机组按照设计年发电量计算，公司目前度电折旧为 0.05695 元/kWh；乌东德机组度电折旧为 0.06480 元/kWh，略高于现有机组；白鹤滩机组度电折旧为 0.04497，略低于现有机组，按年发电量加权计算乌东德和白鹤滩机组度电折旧为 0.5259 元/kWh，低于目前度电折旧，两新机组注入公司将使公司度电折旧小幅下降。

表 10: 乌东德、白鹤滩机组折旧测算

机组	年发电量 (亿度)	资产原值 (亿)	挡水建筑物原值/占比 (亿) / (%)	机械原值/占比 (亿) / (%)	房屋原值/占比 (亿) / (%)	年折旧 (亿)	度电年折旧 (亿 /千瓦时)
三峡 (参照)	1000	1551.55	707.74/46%	476.95/31%	366.85/24%	50.33	0.05330
乌东德	387.05	798	364/46%	245.31/31%	188.68/24%	25.08	0.06480
白鹤滩	620.88	888.3	405.20/46%	273.07/31%	210.03/24%	27.92	0.04500
在运机组	2143.64	-	-	-	-	122.09	0.05700

资料来源：公司年报，东兴证券研究所

2.3 贷款利率下降 度电财务费用下降

由于公司杠杆率较低，应会向银行贷款或发行债券购买乌东德、白鹤滩机组；且现行利率低于公司历史融资利率，贷款或发行债券后，公司度电财务成本将下降。

我们假设乌东德机组投产次年即 2020 年注入公司，广东、广西电价采用倒推法确定，即广东上网电价 0.3263 元/kWh，广西上网电价 0.2899 元/kWh 测算公司未来财务费用。目前公司净经营性现金流在乌东德机组注入前在 370 亿~390 亿左右，分红一般发行短期融资票据用于向股东分红，公司资产负债率在 50% 左右。乌东德机组整体交易价格在 798 亿左右，资金缺口 400 亿左右，贷款利率或债券票面利

率在 3.5%~4%，贷款或发行债券后，公司资产负债率在 55%左右；按照乌东德机组年设计发电量 387.05 亿 kWh 计算，乌东德机组度电财务费用为 0.0253 元/kWh，低于目前在运机组度电财务费用 0.0273 元/kWh，机组注入公司后，使得整个公司度电财务费用下降到 0.0269 元/kWh。

我们假设白鹤滩机组投产次年即 2021 年注入公司，江苏、浙江电价采用倒推法确定，即江苏上网电价 0.2241 元/kWh，浙江上网电价 0.2429 元/kWh 测算公司未来财务费用。在乌东德机组注入公司后，公司净经营性现金流在 655 亿~670 亿左右，分红一般发行短期融资票据用于向股东分红，公司资产负债率在 54%左右。白鹤滩机组整体交易价格在 888.3 亿左右，资金缺口 200 亿左右，贷款利率或债券票面利率在 3.5%~4%，贷款或发行债券后，公司资产负债率在 60%左右；按照白鹤滩机组年设计发电量 620.88 亿 kWh 计算，白鹤滩机组度电财务费用为 0.0253 元/kWh，与乌东德机组度电财务费用持平，低于其他在运机组财务费用 0.0273 元/kWh，两机组注入公司后使得整个公司度电财务费用下降到 0.0267 元/kWh。

表 11:长江电力债券发行情况及其利率情况

债券名称	面值（元）	发行日期	债券期限（年）	利息（%）	发行金额
02 三峡债 2022	100	2002-9-21	20	4.76%	5,000,000,000.00
03 三峡债 2033	100	2003-8-1	30	4.86%	3,000,000,000.00
15 长电 MTN001 2025	100	2015-9-14	10	4.50%	3,000,000,000.00
16 长电 MTN001 2021	100	2016-1-13	5	3.04%	3,000,000,000.00
16 长电 MTN002 2023	100	2018-8-1	5	3.12%	4,000,000,000.00
18 长电 MTN0012023	100	2018-12-3	5	3.90%	2,000,000,000.00
19 长电 MTN001 2024	100	2019-3-13	5	3.65%	3,000,000,000.00
16 长电 01 2026	100	2016-10-17	10	3.35%	2,500,000,000.00
17 长电 01 2020	100	2017-7-11	3	4.50%	2,500,000,000.00
18 长电 01 2021	100	2018-7-26	3	4.19%	2,500,000,000.00
18 长电 02 2021	100	2018-9-27	3	3.88%	3,000,000,000.00
19 长电 01 2022	100	2019-2-19	3	3.45%	3,000,000,000.00
CYPIBVI1N2111 2021	3 亿美元	2016-11-9	5	0%	3 亿美元
CYPIBVI2N2111 2021	2 亿欧元	2016-11-9	5	0%	2 亿欧元

资料来源：公司公告，东兴证券研究所

2.4 乌东德、白鹤滩机组度电利润与在运机组相当

我们使用倒推法形成的电价和市场化形成的电价，分别测算乌东德、白鹤滩机组注入公司后的度电利润。倒推电价法测算度电利润为 0.1218 元/kWh，比当前上升 8.65%；市场化交易法测算度电利润 0.1106 元/kWh，比当前下降 1.34%。

倒推电价测算乌东德、白鹤滩机组盈利和度电盈利：在运机组年售电量采用 2018 年售电量，乌东德、白鹤滩机组售电量采用设计发电量的 99.5%计算（扣除厂用电率 0.5%）。营业收入中，在运机组采用主业营收，即水利发电产生的营收。乌东德机组营业收入计算中，电价采用倒推法形成的最终电价，即广东 0.32631 元/kWh、广西 0.2899 元/kWh，假设 50%电量送广东，50%电量送广西。白鹤滩机组营业收入计算中，电价采用倒推法形成的最终电价，即江苏 0.2241 元/kWh、浙江 0.2429 元/kWh，假设 50%

电量送江苏, 50%电量送浙江。折旧分别采用乌东德、白鹤滩机组的折旧。财政规费、税金及附加、销售费用、管理费用及研发费用采用 2018 年公司在运机组度电相关度电费用乘以相应机组的售电量。营业收入减去折旧、税金及附加、销售费用、管理费用及研发费用后得出息税前利润。财务费用中, 在运机组采用 2018 年财务费用; 我们假设年初资产就注入, 乌东德、白鹤滩机组的财务费用采用资产注入公司当年年底的财务费用减去前一年的财务费用, 由此得出税前利润。

市场化电价测算乌东德、白鹤滩机组盈利和度电盈利: 将倒推法中广东、广西、江苏、浙江的电价费别替换为电力市场 2018 年年度长协形成的电价, 即广东 0.2353 元/kWh、广西 0.2516 元/kWh、江苏 0.2095 元/kWh、浙江 0.2429 元/kWh, 其余测算方法及假设与倒推电价测算乌东德、白鹤滩机组盈利和度电盈利相同。

表 12:倒推电价测算乌东德、白鹤滩机组盈利及度电盈利

	在运机组(百万元)	在运机组度电指标(元/kWh)	乌东德机组(元)	乌东德机组度电指标(元/kWh)	白鹤滩机组(百万元)	白鹤滩机组度电指标(元/kWh)	新机组注入后(元)	新机组注入后度电指标(元/kWh)
售电量(kWh)	214,364.46		38,705.50		62,088.00		315,157.96	
营业收入	51,045.97	0.2381	11,925.36	0.3081	14,497.55	0.2335	77,468.88	0.2458
折旧	(12,208.92)	(0.0570)	(2,508.22)	(0.0648)	(2,792.04)	(0.0450)	(17,509.18)	-0.0556
财政规费	(6,796.24)	(0.0317)	(1,227.12)	(0.0317)	(1,968.45)	(0.0317)	(9,991.81)	-0.0317
税金及附加	(1,288.50)	(0.0060)	(232.65)	(0.0060)	(373.20)	(0.0060)	(1,894.35)	-0.0060
销售费用	(25.03)	(0.0001)	(4.52)	(0.0001)	(7.25)	(0.0001)	(36.80)	-0.0001
管理费用	(800.65)	(0.0037)	(144.56)	(0.0037)	(231.90)	(0.0037)	(1,177.11)	-0.0037
研发费用	(42.49)	(0.0002)	(7.67)	(0.0002)	(12.31)	(0.0002)	(62.47)	-0.0002
息税前利润	29,884.15	0.1394	7,800.61	0.2015	9,112.41	0.1468	46,797.17	0.1485
财务费用	(5,853.95)	(0.0273)	(980.71)	(0.0253)	(1,568.66)	(0.0253)	(8,403.31)	-0.0267
息后税前利润	24,030.20	0.1121	6,819.90	0.1762	7,543.75	0.1215	38,393.86	0.1218

资料来源: 公司年报, 东兴证券研究所

表 13:市场化电价测算乌东德、白鹤滩机组盈利及度电盈利

	在运机组利润表(百万元)	在运机组度电利润表(元/kWh)	乌东德机组利润表(百万元)	乌东德机组度电利润表(元/kWh)	白鹤滩机组利润表(百万元)	白鹤滩机组度电利润表(元/kWh)	新机组注入后利润表(百万元)	新机组注入后度电利润表(元/kWh)
售电量(kWh)	214,364.46		38,705.50		62,088.00		315,157.96	
营业收入	51,045.97	0.2381	9,422.85	0.2435	13,528.98	0.2179	73,997.80	0.2348
折旧	(12,208.92)	(0.0570)	(2,508.22)	(0.0648)	(2,792.04)	(0.0450)	(17,509.18)	(0.0556)
财政规费	(6,796.24)	(0.0317)	(1,227.12)	(0.0317)	(1,968.45)	(0.0317)	(9,991.81)	(0.0317)
税金及附加	(1,288.50)	(0.0060)	(232.65)	(0.0060)	(373.20)	(0.0060)	(1,894.35)	(0.0060)
销售费用	(25.03)	(0.0001)	(4.52)	(0.0001)	(7.25)	(0.0001)	(36.80)	(0.0001)
管理费用	(800.65)	(0.0037)	(144.56)	(0.0037)	(231.90)	(0.0037)	(1,177.11)	(0.0037)

研发费用	(42.49)	(0.0002)	(7.67)	(0.0002)	(12.31)	(0.0002)	(62.47)	(0.0002)
息税前利润	29,884.15	0.1394	5,298,106,529	0.1369	8,143.84	0.1312	43,326.09	0.1375
财务费用	(5,853.95)	(0.0273)	(1,001.64)	(0.0259)	(1,610.96)	(0.0259)	(8,466.55)	(0.0269)
息后税前利润	24,030.20	0.1121	4,296.46	0.1110	6,532.88	0.1052	34,859.55	0.1106

资料来源：公司年报，东兴证券研究所

3. 未来估值有向上空间

我们认为应使用自由现金流模型（DCF）和红利折现模型（DDM）来计算长江电力合理市值，我们这么认为主要因为四点。首先，按照公司现行折旧政策，公司电站的平均折旧期限为 27 年，但大坝、厂房等资产的实际使用年限超过 100 年，在折旧计提完毕后依然处于良好的状态，财务折旧期和使用年限差异非常大，导致公司在折旧期限内的成本包含了过多的折旧，利润创造能力在 EPS 中没有充分反应。其次，公司现金流长期充沛稳定，水电是经济发展的基础行业，发电权收到政策保护，收到经济周期波动影响小。再次，公司的未来清晰并可预期，三峡集团和公司已经明确承诺，在乌东德和白鹤滩机组完工后注入上市公司，公司装机容量的增长清晰可预期。最后，公司盈利好分红比例高，对很多长期持有公司股票的投资者来讲尤其是不具有公司控制权的投资者，公司分红是最重要的投资回报来源，对他们来讲，公司未来红利的现值就代表着公司的价值。由于公司现金流量充沛，融资成本低，杠杆率较低，我们认为公司收购乌东德、白鹤滩机组公司不会对外增发，在计算其合理市值时，假设公司不增发股票融资。

3.1 使用公司自由现金流模型（DCF）计算公司合理市值

由于有两种电价形成机制影响未来公司的上网电价，我们依然按照倒推电价和市场电价分别计算公司合理市值，其中倒推电价情况下公司合理市值为 4975.49 亿，每股 22.62 元，市场电价情况下公司合理市值为 4515.89 亿，每股 20.53 元，均高于目前股价。以下我们对计算过程进行详细讨论。

估值分三个阶段：我们将公司的未来发展分成三个阶段。第一阶段 2019~2023 年，乌东德、白鹤滩机组注入公司，是装机容量快速增长的阶段，公司财务状况变化相对较大，需要详细计算公司的自由现金流。第二阶段 2024~2031 年，乌东德、白鹤滩机组注入公司后，公司逐渐发挥金沙江和长江中上游九座电站的水资源联合调度的阶段，这一阶段公司装机容量稳定，财务状况稳定，自由现金流每年稳定增长。第三阶段 2032 年起，这一阶段水资源联合调度完全发挥作用，公司进入稳定运行阶段，其财务状况比较稳定。

相关参数讨论：

- 第一阶段选择 2019-2023 年。**乌东德机组预计 2021 年、白鹤滩机组 2022 年将注入公司，是装机容量快速增长的阶段，公司财务状况变化相对较大。
- 第二阶段选择 8 年。**水资源联合调度将在 2024 年起发挥，我们预计每年能实现 1-2 个机组的联合调度，整个联合调度实现需要 8 年。

3. **第二阶段增长率选 1.6%**。水资源联合调度为公司每年额外带来发电量 420kWh，这相当于 2022 年乌东德、白鹤滩机组注入公司后每年公司年发电量的 13.5%，也相当于公司 2022 年以后 8 年间年发电量每年增长 1.6%，
4. **永续增长率选 0%**。在水资源联合调度完成后，尚难看到公司有额外的成长。
5. **β 选 0.67**。我们用公司 2014 年以来股价和沪深 300 指数拟合，求出 β 。选择沪深 300 的理由是，沪深 300 指数包括的主要是大盘龙头股票，既代表了大盘的总体走势，也剔除了小盘股由于投资者情绪或其他因素带来的波动。
6. **R_m 选 8%**。水电机组年资本回报率为 6-8%，大型水电机组一般为 8%。
7. **$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f) = 6.48\%$**
8. **$K_d = \text{债务成本} = \text{平均债务利率} (1 - \text{税率}) = \text{短期借款} \times \text{短期借款利率} + \text{长期借款} \times \text{长期借款利率} + \text{长期应付债券} \times \text{长期应付债券利率} / (\text{长期借款} + \text{长期应付债券}) \times (1 - \text{所得税率})$**
9. **$WACC = [(K_e \times V_e) + (K_d \times V_d)] / (V_e + V_d)$**
- 10.

表 14:按倒推电价使用公司自由现金流模型计算公司合理市值

假设	数值/区间	FCFF 估值	现金流折现值 (百万元)	价值百分比
第一阶段	2019-2023	第一阶段	36,980.28	7.05%
第二阶段年数	8	第二阶段	173,013.17	32.97%
第二阶段增长率	1.60%	第三阶段 (终值)	314,783.44	59.98%
永续增长率	0.00%	企业价值 AEV	524,776.90	100.00%
无风险利率 R_f	3.40%	+ 非核心资产价值	63,602.08	12.12%
β	0.67	- 少数股东权益	513.76	-0.10%
R_m	8.00%	- 净债务	90,315.90	-17.21%
K_e	6.48%	总股本价值	497,549.32	94.81%
税率	17.82%	股本 (百万股)	22,000.00	
K_d	3.35%	每股价值 (元)	22.62	
V_e (百万)	410,080.00			
V_d (百万)	90,315.90			
WACC	5.91%			

资料来源: 东兴证券研究所

表 15:按电力市场形成电价使用公司自由现金流模型计算公司合理市值

假设	数值/区间	FCFF 估值	现金流折现值 (百万元)	价值百分比
第一阶段	2019-2023	第一阶段	30,291.63	6.33%
第二阶段年数	8	第二阶段	159,084.02	33.22%
第二阶段增长率	1.60%	第三阶段 (终值)	289,440.48	60.45%
永续增长率	0.00%	企业价值 AEV	478,816.13	100.00%
无风险利率 R_f	3.40%	+ 非核心资产价值	63,602.08	13.28%

β	0.67	一少数股东权益	513.76	-0.11%
R_m	8.00%	一净债务	90,315.90	-18.86%
K_e	6.48%	总股本价值	451,588.55	94.31%
税率	17.82%	股本（百万股）	22,000.00	
K_d	3.35%	每股价值（元）	20.53	
V_e （百万）	410,080.00			
V_d （百万）	90,315.26			
WACC	5.91%			

资料来源：东兴证券研究所

3.2 使用红利折现模型（DDM）计算公司合理市值

对于多数不具有公司控制权的投资者来说，公司未来红利折现就代表股票现值，所以红利折现模型所呈现的每股估值更有意义。和公司自由现金流模型计算公司估值一样，我们也分两种电价情况计算公司估值，其中倒推电价情况下公司合理市值为**4736.04 亿，每股 21.53 元**，市场电价情况下公司合理市值为**4441.59 亿，每股 20.19 元**。红利折现模型分子为公司每年分红，分母为股权融资成本 K_e ，相关参数上文已经讨论过了，我们在此不再赘述，仅给出相应结果。

表 16:按倒推电价使用红利折现模型计算公司合理市值

假设	数值/区间	FCFF 估值	股利现值（百万元）	价值百分比
第一阶段	2019-2023	第一阶段	95,221.55	20.11%
第二阶段年数	8	第二阶段	143,980.65	30.40%
第二阶段增长率	1.60%	第三阶段（终值）	234,401.91	49.49%
永续增长率	0.00%	股利现值	473,604.11	100.00%
无风险利率 R_f	3.40%	股本（百万股）	22,000.00	
β	0.67	每股价值（元）	21.53	
R_m	8.00%			
K_e	6.48%			

资料来源：东兴证券研究所

表 17:按电力市场形成电价使用红利折现模型计算公司合理市值

假设	数值/区间	FCFF 估值	股利现值（百万元）	价值百分比
第一阶段	2019-2023	第一阶段	91,019.44	20.49%
第二阶段年数	8	第二阶段	134,375.31	30.25%
第二阶段增长率	1.60%	第三阶段（终值）	218,764.33	49.25%
永续增长率	0.00%	股利现值	444,159.08	100.00%
无风险利率 R_f	3.40%	股本（百万股）	22,000.00	
β	0.67	每股价值（元）	20.19	
R_m	8.00%			
K_e	6.48%			

资料来源：东兴证券研究所

3.3 公司评级

我们认为公司电价最有可能执行市场电价，在此情况下，我们预计公司 2019-2021 年净利润分别为 243.14 亿、250.45 亿和 291.21 亿元，对应 EPS 分别为 1.11、1.14 和 1.32 元，当前股价对应 2019-2021 年 PE 值分别为 16.77、16.28 和 14 倍。我们看好新机组收购带来的价值提升，首次覆盖给予“推荐”评级。

4. 风险提示

公司风险主要有三个方面。第一是电价风险，随着电力市场化改革不断推进，公司电价将逐渐由市场化决定，存在电价波动风险；乌东德、白鹤滩机组建设还未完成，电价有不确定性。第二是工程推进不及预期，乌东德、白鹤滩机组建设不及预期将推后两个机组注入公司的时间；相应特高压工程推进不及预期将有可能改变公司新机组电能消纳地区，增加乌东德、白鹤滩机组上网电价的不确定性。第三是来水不及预期，虽然公司拥有的是大型流域调节水电站，但金沙江、长江中上游流域亦可能发生百年一遇或五十年一遇的大旱，超出大型水库调节范围。

附表：公司盈利预测表（按市场电价情况）

资产负债表	单位:百万元					利润表	单位:百万元				
	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E		2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
流动资产合计	10,187	9,485	9,864	9,804	11,460	营业收入	50,147	51,214	53,607	53,206	63,152
货币资金	5,201	5,337	5,573	5,538	6,569	营业成本	19,454	19,005	20,587	20,273	24,084
应收账款	3,213	2,626	2,749	2,728	3,303	营业税金及附加	1,056	1,289	1,349	1,339	1,589
其他应收款	194	27	28	28	33	营业费用	19	25	26	26	31
预付款项	30	10	10	10	10	管理费用	840	801	838	832	987
存货	257	219	237	234	278	财务费用	5,897	5,854	5,694	5,724	6,726
其他流动资产	1,054	1,209	1,209	1,209	1,209	研发费用	0	42	42	42	50
非流动资产合计	289,211	286,012	292,810	298,540	359,637	资产减值损失	205	275	288	286	339
长期股权投资	16,156	21,487	35,233	45,803	45,803	公允价值变动收益	(164)	36	65	61	32
固定资产	249,702	237,912	226,049	214,359	279,993	投资净收益	2,312	2,707	4,439	6,059	6,362
无形资产	170	181	192	202	210	加:其他收益	2,291	718	718	718	718
其他非流动资产	1,255	1,244	1,244	1,244	1,244	营业利润	27,077	27,392	30,011	31,529	36,466
资产总计	299,398	295,497	302,674	308,344	371,097	营业外收入	1	12	12	12	12
流动负债合计	59,703	56,827	57,320	53,551	64,140	营业外支出	423	397	397	397	397
短期借款	19,005	12,700	13,047	10,329	18,991	利润总额	26,654	27,007	29,626	31,144	36,081
应付账款	87	83	88	87	103	所得税	4,380	4,364	5,279	6,067	6,928
预收款项	10	10	9	9	8	净利润	22,275	22,644	24,346	25,077	29,153
一年内到期的非流动负债	13,508	15,298	15,298	15,298	18,157	少数股东损益	14	33	33	33	33
非流动负债合计	104,176	95,985	95,851	98,253	142,156	归母净利润	22,261	22,611	24,314	25,045	29,121
长期借款	31,500	26,000	19,600	16,336	56,336	主要财务比率					
应付债券	30,151	34,266	42,372	39,909	43,900		2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
负债合计	163,879	152,812	153,171	151,804	206,297	成长能力					
少数股东权益	417	481	514	546	579	营业收入增长	2.47%	2.13%	4.67%	-0.75%	18.69%
实收资本(或股本)	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	营业利润增长	21.55%	1.16%	9.56%	5.06%	15.66%
资本公积	44,323	44,296	44,296	44,296	44,296	归母净利润增	7.53%	3.01%	7.53%	3.01%	16.28%
未分配利润	43,289	48,400	52,048	55,804	60,172	获利能力					
归母股东权益合计	135,101	142,203	148,989	155,994	164,221	毛利率(%)	61.21%	62.89%	61.60%	61.90%	61.86%
负债和所有者权益	299,398	295,497	302,674	308,344	371,097	净利率(%)	44.42%	44.21%	45.42%	47.13%	46.16%
现金流量						总资产净利润	1.48%	7.44%	7.65%	8.03%	8.12%
						ROE(%)	16.48%	15.90%	16.32%	16.05%	17.73%
经营活动现金流	39,693	39,737	38,728	36,090	42,954	偿债能力					
净利润	22,275	22,644	24,346	25,077	29,153	资产负债率	55%	52%	51%	49%	56%
折旧摊销	12,457	12,391	12,221	12,239	14,766	流动比率	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18
财务费用	5,897	5,854	5,694	5,724	6,726	速动比率	0.17	0.16	0.17	0.18	0.17
应付账款的变化	(102)	587	(123)	21	(575)	营运能力					
预收账款的变化	(87)	(1)	(1)	(1)	(1)	总资产周转率	0.17	0.17	0.18	0.17	0.19
投资活动现金流	(9,795)	(9,226)	(15,320)	(12,651)	(70,325)	应收账款周转	16	18	20	19	21
公允价值变动收益	(164)	36	65	61	32	应付账款周转	428.95	602.46	627.56	607.57	664.30
长期股权投资减少	(11,530)	(7,820)	(18,419)	(17,409)	4,445	每股指标					
投资收益	2,312	2,707	4,439	6,059	6,362	每股收益(最新摊薄)	1.01	1.03	1.11	1.14	1.32
筹资活动现金流	(28,033)	(30,473)	(23,171)	(23,474)	28,402	每股净现金流(最新摊薄)	0.08	0.00	0.01	0.00	0.05
应付债券增加	2,496	4,115	8,106	(2,463)	3,991	每股净资产(最新摊薄)	6.14	6.46	6.77	7.09	7.46
长期借款增加	4,648	(5,500)	(6,400)	(3,264)	40,000	估值比率					
普通股增加	0	0	0	0	0	P/E	18.42	18.14	16.87	16.37	14.08
资本公积增加	70	(27)	0	0	0	P/B	3.04	2.88	2.75	2.63	2.50
现金净增加额	1,865	37	236	(35)	1,031	EV/EBITDA	10.98	10.80	10.32	9.83	9.33

资料来源：公司财报、东兴证券研究所

相关报告汇总

报告类型	标题	日期
行业	【东兴公用环保】生态环境部召开 2019 年 8 月份例行新闻发布会	2019-09-02
公司	中国核电（601985）：在建与拟建核电项目进展顺利	2019-08-28
公司	龙马环卫（603686）：环卫服务快速增长，半年报业绩符合预期	2019-08-29
公司	高能环境（603588）：垃圾焚烧与土壤修复发力，大固废版图日渐清晰	2019-08-28

资料来源：东兴证券研究所

分析师简介

分析师：洪一

中山大学金融学硕士，CPA、CIIA，2年投资研究经验，2016年加盟东兴证券研究所。

研究助理简介

研究助理：沈一凡

康奈尔大学硕士，纽约大学本科，曾供职于中国能建华东电力设计院，5年基础设施建设经验，参与过包括火电、核电、水电、光伏、风电、垃圾发电等多种类型电站设计，2018年加盟东兴证券研究所。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告的观点、逻辑和论据均为分析师本人研究成果，引用的相关信息和文字均已注明出处。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

风险提示

本证券研究报告所载的信息、观点、结论等内容仅供投资者决策参考。在任何情况下，本公司证券研究报告均不构成对任何机构和个人的投资建议，市场有风险，投资者在决定投资前，务必要审慎。投资者应自主作出投资决策，自行承担投资风险。

免责声明

本研究报告由东兴证券股份有限公司研究所撰写，东兴证券股份有限公司是具有合法证券投资咨询业务资格的机构。本研究报告中所引用信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为东兴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本研究报告仅供东兴证券股份有限公司客户和经本公司授权刊载机构的客户使用，未经授权私自刊载研究报告的机构以及其阅读和使用者应慎重使用报告、防止被误导，本公司不承担由于非授权机构私自刊发和非授权客户使用该报告所产生的相关风险和责任。

行业评级体系

公司投资评级（以沪深 300 指数为基准指数）：

以报告日后的 6 个月内，公司股价相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

强烈推荐：相对强于市场基准指数收益率 15% 以上；

推荐：相对强于市场基准指数收益率 5%~15% 之间；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间；

回避：相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

行业投资评级（以沪深 300 指数为基准指数）：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5% 以上；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间；

看淡：相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。