

## 公用事业/电力

## 攻守兼备，良机初现

## ——公用电力行业 2020 年度投资策略报告

**评级：增持（维持）**

分析师：李俊松

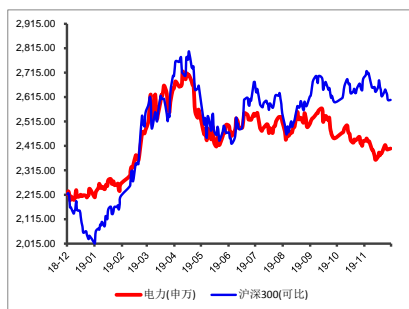
执业证书编号：S0740518030001

Email: lijuns@r.qlzq.com.cn

研究助理：王瀚

Email: wanghan@r.qlzq.com.cn

**基本状况**

 上市公司数 **73**  
 行业总市值(百万元) **1,548,270**
**行业-市场走势对比**

**相关报告**

&lt;&lt;火电行业专题研究报告：区域供需格局分化分析兼议火电供给侧改革&gt;&gt;2019.12.03

&lt;&lt;水电行业深度报告：看好高股息率龙头及不受平台制约的高成长标的&gt;&gt;2019.09.23

&lt;&lt;海上风电专题报告：三维度寻找海上风电中短期、长期超预期因素&gt;&gt;2019.06.28

**重点公司基本状况**

简称	股价 (元)	EPS				PE				PB	评级
		2017	2018	2019E	2020E	2017	2018	2019E	2020E		
华电国际	3.65	0.04	0.17	0.32	0.43	91.3	21.5	11.4	8.5	0.82	买入
华能国际	5.81	0.12	0.09	0.38	0.49	48.4	64.6	15.3	11.9	1.18	买入
国投电力	8.76	0.48	0.63	0.74	0.77	18.3	13.9	11.8	11.4	1.66	买入
福能股份	8.90	0.54	0.68	0.90	0.93	16.5	13.1	9.9	9.6	1.17	买入
长江电力	17.8	1.01	1.03	1.01	1.03	17.7	17.3	17.7	17.3	2.72	增持
华能水电	4.32	0.14	0.32	0.32	0.33	30.9	13.5	13.5	13.1	1.68	增持
内蒙华电	2.70	0.09	0.13	0.23	0.27	30.0	20.8	11.7	10.0	1.35	未评级

备注 股价取自 2019 年 12 月 9 日

**投资要点**

- 火电：供给侧改革加速有望为行业带来投资良机。**11月29日国资委发布《中央企业煤电资源区域整合试点方案》，将甘肃、陕西、新疆、青海、宁夏五省纳入第一批中央企业煤电资源区域整合试点，要求力争到2021年末试点区域产能结构明显优化，煤电产能压降1/4-1/3，平均设备利用小时明显上升，整体减亏超过50%，资产负债率明显下降，此举意味着煤电供给侧改革进入加速阶段。供给侧改革预计将带来存量机组利用小时提升、煤电度电不变成本边际下降并对煤电电价形成支撑，是行业极为重要的投资机会。此外，随着优质产能的释放，煤炭供需格局将不断朝着宽松方向演绎，动力煤价格中枢也将随之缓慢下移并不断减少煤电企业成本端的压力。综上所述，火电行业的投资良机初现。与此同时，国内各区域电力供需格局也在不断分化，内蒙、新疆等省份低廉的工商业电价吸引了大批中游企业投资建厂从而带动了当地二产用电量增速，特高压配套线路的不断落地解决了多余电量的消纳问题，为当地电力供需矛盾缓和、煤电机组利用小时回升提供了坚实的基础。推荐火电龙头**华电国际**、**华能国际**，蒙西区域火电龙头**内蒙华电**。
- 水电：利率趋势预期向下，高股息类债龙头战略配置价值凸显。**从存量上看，一方面水电龙头能够在其控制流域内实行多个电站梯级联调，从而熨平来水波动，在保证消纳的前提下维持利用小时的相对稳定；另一方面，新的电价改革文件明确了外送水电电价参考基准将保持不变，后续随着还本付息压力逐渐减轻，财务费用的不断下降可以冲抵市场电交易比例扩大可能带来的不利影响，水电龙头的业绩有望持续保持稳健。从增量上看，随着优质水电资源越来越稀缺，当前水电龙头的CAPEX正在不断下滑，企业利润预计将更多的以分红的方式回馈投资者。稳健的业绩叠加高比例的分红，高股息率的类债属性预计仍将是水电龙头的主要特征。在当前经济增速缓慢下行预期带动利率趋势向下的背景下，业绩稳健且愿意回报股东的权益资产价值性正在不断凸显，具备战略配置的价值。推荐兼具价值与成长的水电龙头**长江电力**、高股息的水电龙头**华能水电**，以及攻守兼备的**国投电力**。
- 海上风电：盈利能力有望超预期，估值具备安全边际。**由于前期国内海上风电建设的经验较少，因此在开工&核准时对海风项目的利用小时估计较为保守。从目前实际投产的项目看，实际利用小时相比计划值要高出不少，未来陆续投产的海风项目实际利用小时均存在超预期可能。在存量项目保住高电价的前提下，利用小时超预期有望使得中短期海上风电项目的ROE和IRR均超出预期。此外，当前海上风电运营相关标的估值已被压缩至低位，主要原因其一是对于2021年后并网的海上风电项目电价退坡幅度不确定性的担忧，其二则是对于高补贴导致的补贴拖欠预计将导致企业应收账款增加、现金流恶化的担忧。我们认为当前相关标的估值已经包含了对于上述两点风险的悲观预期，良好的安全边际可以暂时消除对于新能源运营标的估值陷阱的担忧。推荐福建省风电龙头、有望受益于海风项目不断投产获得高成长的**福能股份**。
- 风险提示：（1）供给侧改革不及预期风险；（2）宏观需求不及预期风险；（3）市场电占比扩大风险。**

## 内容目录

<b>火电：供给侧改革加速有望为行业带来投资良机</b> .....	<b>- 5 -</b>
供给侧改革加速，利好火电三因素 .....	- 5 -
动力煤价格中枢下行，煤电成本端继续减压 .....	- 6 -
关注火电区域供需格局分化带来的机会 .....	- 8 -
<b>水电：利率趋势预期向下，高股息类债龙头战略配置价值凸显</b> .....	<b>- 16 -</b>
行业资源开发超六成，后续有望逐步由流域中下游向上游转移 .....	- 16 -
熨平来水波动+外送电价参考基准不变，龙头业绩将持续稳健.....	- 18 -
利率趋势预期向下，高股息权益资产价值性凸显 .....	- 21 -
<b>海上风电：盈利能力有望超预期，估值具备安全边际</b> .....	<b>- 23 -</b>
中短期在建项目利用小时&盈利能力有望超出预期.....	- 23 -
估值受两大因素压制，目前已具备安全边际 .....	- 26 -
<b>投资策略：攻守兼备，良机初现</b> .....	<b>- 29 -</b>
<b>重点推荐公司</b> .....	<b>- 31 -</b>
长江电力：兼具价值与成长的行业龙头 .....	- 31 -
华能水电：新机组投产带来量价双升，股息率预期大幅提升.....	- 33 -
国投电力：水火共济，成长性不受平台约束 .....	- 35 -
福能股份：福建省风电运营龙头、优质海风项目陆续投产增厚业绩 .....	- 36 -
华电国际：低估值、高弹性的火电龙头 .....	- 36 -
华能国际：优质的全国火电行业龙头 .....	- 37 -
内蒙华电：蒙西供需格局向好提升盈利，高股息率凸显配置价值 .....	- 37 -
<b>风险提示</b> .....	<b>- 39 -</b>

## 图表目录

<b>图表 1：西北五省火电装机占比情况（2018 年）</b> .....	<b>- 5 -</b>
<b>图表 2：西北五省及全国火电利用小时情况（2018 年）</b> .....	<b>- 5 -</b>
<b>图表 3：2020 年国内各省份电力产能预警情况</b> .....	<b>- 6 -</b>
<b>图表 4：全国原煤累计产量及增速（万吨，%）</b> .....	<b>- 7 -</b>
<b>图表 5：全国进口煤量情况（月度高频数据）</b> .....	<b>- 7 -</b>
<b>图表 6：秦皇岛动力煤价格走势（元/吨）</b> .....	<b>- 7 -</b>
<b>图表 7：山西地区动力煤价格走势（元/吨）</b> .....	<b>- 7 -</b>
<b>图表 8：6 大沿海电厂煤炭库存情况（万吨）</b> .....	<b>- 8 -</b>
<b>图表 9：北方港口煤炭库存情况（万吨）</b> .....	<b>- 8 -</b>
<b>图表 10：连续三年火电利用小时均同比增加的省份情况</b> .....	<b>- 8 -</b>
<b>图表 11：连续两年火电利用小时均同比增加的省份情况</b> .....	<b>- 8 -</b>
<b>图表 12：连续三年火电利用小时均同比下降的省份情况</b> .....	<b>- 9 -</b>
<b>图表 13：东南沿海用电大省近三年火电利用小时情况</b> .....	<b>- 9 -</b>

图表 14: 内蒙、吉林、四川、山西、新疆全社会用电量增速 (%)	- 9 -
图表 15: 全国各省份工商业用电电价情况 (35kV)	- 9 -
图表 16: 多晶硅料成本组成情况	- 11 -
图表 17: 电解铝成本组成情况	- 11 -
图表 18: 内蒙、四川、山西、新疆工业用电量增速 (%)	- 11 -
图表 19: 内蒙、吉林、山西、新疆输电量增速 (%)	- 12 -
图表 20: 2014-2019 年国内建成特高压线路情况	- 12 -
图表 21: 全国各省份近三年火电新增装机情况	- 13 -
图表 22: 广东省发、用电量情况 (亿千瓦时)	- 14 -
图表 23: 江苏省发、用电量情况 (亿千瓦时)	- 14 -
图表 24: 送广东大型水电站情况	- 14 -
图表 25: 广东省 2019-2021 年电力供需形势测算	- 15 -
图表 26: 我国水资源储量及开发情况	- 16 -
图表 27: 水电总装机、新增装机情况 (万千瓦)	- 16 -
图表 28: 水电发电量及占比情况 (亿千瓦时)	- 16 -
图表 29: 十三大水电基地基本信息、装机 (万千瓦) 及相关公司情况汇总	- 17 -
图表 30: 雅砻江各梯级电站单位投资成本及利用小时情况	- 17 -
图表 31: 水电行业 CR7 装机量 (万千瓦) 及占总装机比重情况	- 18 -
图表 32: 十三大水电基地开发格局梳理	- 19 -
图表 33: 可比公司利用小时情况	- 19 -
图表 34: 水电站上网电价的四种定价机制梳理	- 20 -
图表 35: 中国名义 GDP 增速和国开债利率走势 (%)	- 21 -
图表 36: 固定利率国债一年期、三年期利率情况 (%)	- 22 -
图表 37: 固定利率国债五年期、十年期利率情况 (%)	- 22 -
图表 38: 国内、中国香港存款利率情况对比 (%)	- 22 -
图表 39: 香港中华煤气 ROE、PE 和股息率情况	- 22 -
图表 40: 水电上市公司陆股通持股比情况 (%)	- 22 -
图表 41: 风机分段出力特性函数	- 23 -
图表 42: 我国海上风能资源分布情况	- 23 -
图表 43: 各省 (直辖市) 海上、陆上风电利用小时数据汇总 (小时)	- 24 -
图表 44: 已投产海上风电项目实际利用小时和预计利用小时数据	- 24 -
图表 45: 海上、陆上风电项目上网标杆电价情况 (元/千瓦时)	- 25 -
图表 46: 模拟海上风电各年度净利润 (万元) 及 ROE	- 26 -
图表 47: 海上风电项目 IRR 对上网标杆电价敏感性测算 (成本不变)	- 27 -
图表 48: 海上风电项目 ROE 对上网标杆电价敏感性测算 (成本不变)	- 27 -

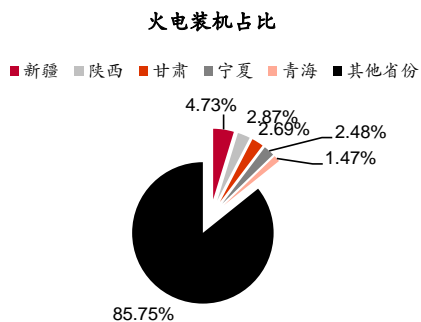
图表 49: 可再生能源补贴缺口弥补存在难题.....	- 28 -
图表 50: 海上风电项目 IRR 对上网电价敏感性测算.....	- 28 -
图表 51: 主要推荐公司盈利预测情况.....	- 30 -
图表 52: 长江电力各电站电力消纳情况.....	- 31 -
图表 53: 长江电力市场电交易情况 (亿千瓦时).....	- 31 -
图表 54: 长江电力各电站装机容量 (万千瓦).....	- 32 -
图表 55: 长江电力节水增发电量情况 (亿千瓦时).....	- 32 -
图表 56: 长江电力历年分红比例及对应股息率测算情况.....	- 33 -
图表 57: 华能水电在产机组情况.....	- 33 -
图表 58: 公司度电价格、成本、毛利 (元/千瓦时).....	- 34 -
图表 59: 公司装机容量、售电量及利用小时情况.....	- 34 -
图表 60: 华能水电 CAPEX 情况.....	- 34 -
图表 61: 华能水电自由现金流情况 (亿元).....	- 34 -
图表 62: 华能水电历年分红比例及对应股息率测算情况.....	- 35 -
图表 63: 国投电力外送电情况分析.....	- 35 -
图表 64: 公司控股&参股海外风电项目汇总.....	- 36 -
图表 65: 福能股份业绩预测摘要.....	- 36 -
图表 66: 内蒙华电历年分红比例及对应股息率测算情况.....	- 38 -

## 火电：供给侧改革加速有望为行业带来投资良机

### 供给侧改革加速，利好火电三因素

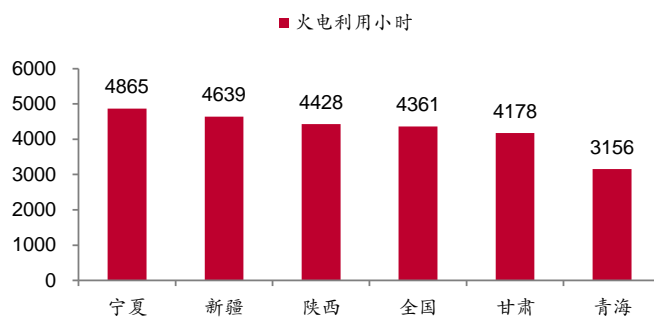
- **供给侧改革有望持续加速。**11月29日国资委发布了《中央企业煤电资源区域整合试点方案》。方案中将甘肃、陕西、新疆、青海、宁夏5个煤电产能过剩、煤电企业连续亏损的省份纳入第一批中央企业煤电资源区域整合试点。华能、大唐、华电、国电投以及国家能源集团将分别牵头上述5省的煤电资源整合。文件要求力争到2021年末，试点区域产能结构明显优化，煤电产能压降1/4-1/3，平均设备利用小时明显上升，整体减亏超过50%，资产负债率明显下降。《方案》还要求严格控制新增产能，属于国内电力产能预警红色和橙色等级的省区，自开展煤电资产重组起，原则上停止新建煤电投资项目。
- **供给侧改革利好火电行业三大因素。**对于传统行业而言，供给侧改革是十分重要的投资机会，对火电行业有三个十分积极的影响：
  - **首先会带来存量机组利用小时的提升：**从此次方案的态度看国家倾向于淘汰的是央企集团层面的低端产能，上市公司内的机组盈利能力一般较高所以被淘汰的可能性较小，成为存量机组的可能较大，相应的利用小时也会得到提升。火电上市公司的机组主要集中在东南沿海地区，未来若西北五省试点成功后供给侧改革范围有望扩大化，相对应将为煤电企业带来更大的业绩弹性；
  - **其次会降低度电成本，提升企业的盈利能力：**煤电的度电成本中有20%-30%属于不变成本。存量机组利用小时的提升，会降低火电度电成本中的单位不变成本，从而提升企业的盈利能力；
  - **最后会对电价产生支撑作用：**虽然2019年10月份发改委发布的电价改革文件规定明年暂不上浮电价，但我们理解的文件初衷并不是为了降低电价，而是为了实现电力交易的进一步市场化、让电价回归其市场属性。供给侧改革的不断推进有望带来煤电供需格局的持续改善，在未来电力市场化逐渐放开的背景下对2020年后的电价形成支撑甚至支持电价小幅上浮。

图表 1：西北五省火电装机占比情况（2018 年）



来源：wind、中泰证券研究所

图表 2：西北五省及全国火电利用小时情况（2018 年）



来源：wind、中泰证券研究所



图表 3: 2020 年国内各省份电力产能预警情况

序号	地区	煤电建设经济性预警指标	煤电装机充裕度预警指标	资源约束指标	煤电规划建设风险预警结果
1	黑龙江	绿色	红色	绿色	红色
2	吉林	绿色	红色	绿色	红色
3	辽宁	红色	红色	绿色	红色
4	蒙东	绿色	红色	绿色	红色
5	蒙西	绿色	红色	绿色	红色
6	北京	-	-	红色	红色
7	天津	橙色	红色	红色	红色
8	河北	绿色	红色	红色	红色
9	山东	红色	红色	红色	红色
10	山西	红色	红色	绿色	红色
11	陕西	绿色	红色	绿色	红色
12	甘肃	红色	红色	绿色	红色
13	青海	红色	红色	绿色	红色
14	宁夏	橙色	红色	绿色	红色
15	新疆	绿色	红色	绿色	红色
16	河南	绿色	橙色	绿色	橙色
17	湖北	红色	橙色	绿色	橙色
18	湖南	绿色	绿色	绿色	绿色
19	江西	绿色	橙色	绿色	橙色
20	四川	红色	红色	绿色	红色
21	重庆	红色	红色	绿色	红色
22	西藏	-	-	-	-
23	上海	绿色	红色	红色	红色
24	江苏	绿色	绿色	红色	红色
25	浙江	绿色	红色	红色	红色
26	安徽	绿色	橙色	绿色	橙色
27	福建	红色	红色	绿色	红色
28	广东	绿色	红色	红色	红色
29	广西	红色	红色	绿色	红色
30	云南	红色	红色	绿色	红色
31	贵州	红色	红色	绿色	红色
32	海南	绿色	绿色	绿色	绿色

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

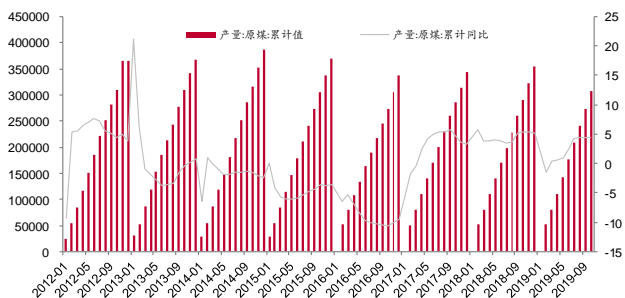
### 动力煤价格中枢下行, 煤电成本端继续减压

- 供给:** 年初受矿难影响产量释放缓慢, 后续有望逐步加速。2019 年 1 月 12 日, 陕西省榆林市发生李家沟煤矿 (90 万吨/年) 事故, 造成 21 人不幸遇难。2019 年 1 月 15 日, 榆林市能源局发布煤矿停产整顿的紧急通知, 事故煤矿周边煤矿停产整顿, 产能 45 万吨/年及以下煤矿停产

整顿,采煤工艺、承包单位、承建能力等不合要求的煤矿停产整顿以及2019年煤矿产量计划不得超产能等。2019年1月22日,陕西省政府发布通知,要求从彼时起至6月底开展为期半年的煤矿安全大整治工作,重点解决9大隐患和问题。受到矿难停产影响,2019年一季度陕西省累计生产原煤8935.18万吨,同比减少2840.82万吨,同降24.12%,一季度全国累计原煤产量仅同比上升0.4%。进入三季度,矿难影响逐步消散,原煤产量开始加速释放,1-10月累计原煤产量同比上升4.5%,后续随着优质产能的进一步释放原煤产量增速有望不断上升。

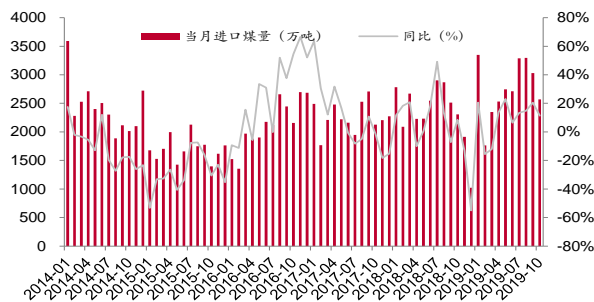
- **进口:国际煤价下跌对国内形成冲击,但总量可控。**2019年1-10月份全国累计进口煤量为27624.4万吨,同比增加9.6%,大幅增长的主因是海外煤价跌幅较深叠加国内煤电上网电价市场化改革,倒逼电厂对成本端的控制意愿增强。但考虑到煤炭进口本身受政策影响较大,政府往往会在煤炭供需恶化时出台限制性措施,因此后续进口煤总量依旧可控,预计不会出现大幅度的增长。

图表4: 全国原煤累计产量及增速(万吨,%)



来源: wind、中泰证券研究所

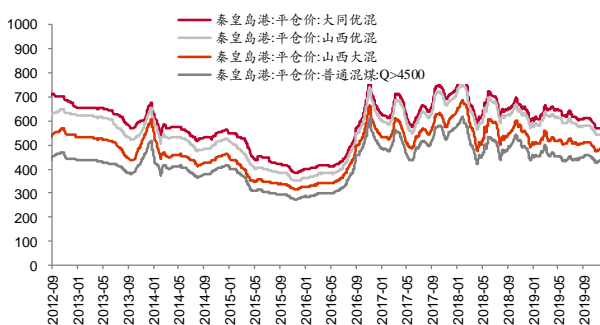
图表5: 全国进口煤量情况(月度高频数据)



来源: wind、中泰证券研究所

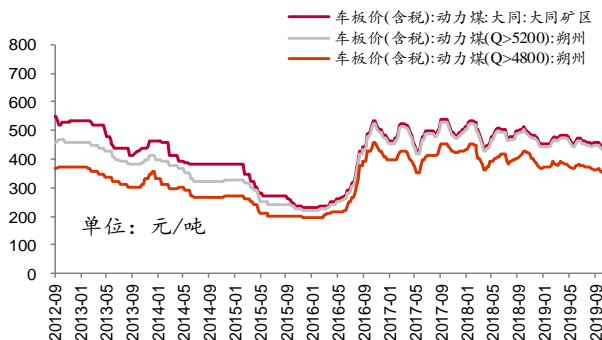
- **动力煤价格:预计中枢缓慢下移。**中短期看,国内经济在逆周期调节的作用下有望维持中速增长,煤炭下游需求(全社会用电量增速&火电增速)预计将保持相对稳定。供给侧,淘汰落后产能仍将持续进行但贡献的边际增量预计趋于有限,当前政府鼓励核增优质产能,后续随着优质产能的释放,煤炭供需格局将缓慢朝着宽松的方向演绎,动力煤价格中枢预计也将随之缓慢下移,并不断减少煤电企业成本端的压力,对行业业绩回暖形成有力支撑。

图表6: 秦皇岛动力煤价格走势(元/吨)

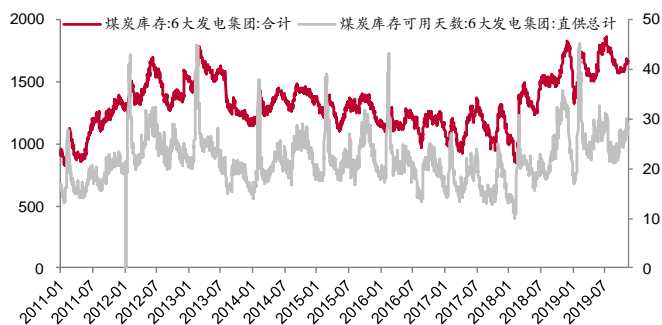


来源: wind、中泰证券研究所

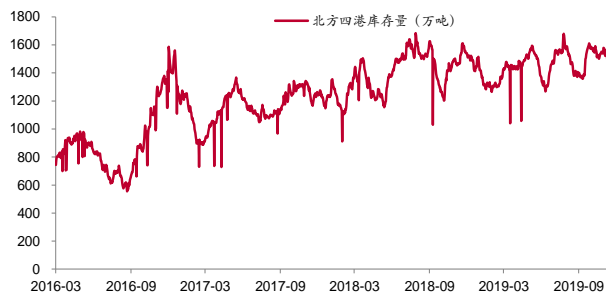
图表7: 山西地区动力煤价格走势(元/吨)



来源: wind、中泰证券研究所

**图表 8: 6 大沿海电厂煤炭库存情况 (万吨)**


来源: wind、中泰证券研究所

**图表 9: 北方港口煤炭库存情况 (万吨)**


来源: wind、中泰证券研究所

### 关注火电区域供需格局分化带来的机会

- 电力市场化背景下电价将更多取决于供需关系。2019 年 10 月份的电价改革文件明确了今后煤电电价将从标杆电价机制改为“基准+浮动”机制并且规定了明年暂不上浮。我们将其理解为电价将加速过渡到完全市场化定价，因此未来电价的高低将更多取决于各区域的电力供需形势。
- 火电的利用小时可以反应各区域电力供需形势。考虑以下前提：(1) 利用小时和电价是供需中的量价两要素，因此利用小时和电价可以评估供需形势；(2) 由于可再生能源优先上网，其利用小时取决于风况（光照）以及消纳（由供需决定），但风况（光照）占主要地位；(3) 由于前期市场化并未完全放开，竞价的出清价差存在很多非理性因素，用其反应电力供需不是很严谨。假设上述三个前提成立，那么火电的利用小时大致可以反应各区域电力供需形势。各省份火电利用小时统计结果如下：
  - 连续三年（2017、2018、2019 年 1-10 月）火电利用小时均同比增加省份有四个：内蒙古、吉林、四川、山西，此处加入新疆，因为新疆 2018 和 2017 利用小时相近；

**图表 10: 连续三年火电利用小时均同比增加的省份情况**

	山西	内蒙古	吉林	四川	新疆
2017	3,996	4,628	3,406	2,123	4,655
2018	4,318	5,124	3,590	2,713	4,639
2019	3,578	4,443	3,032	2,483	3,602

来源: wind、中泰证券研究所

- 连续两年（2018、2019 年 1-10 月）火电利用小时均同比增加的省份有 7 个：黑龙江、湖北、广西、海南、重庆、贵州、甘肃；

**图表 11: 连续两年火电利用小时均同比增加的省份情况**

	黑龙江	湖北	广西	海南	重庆	贵州	甘肃
2017	3866	3956	2653	4212	3020	3899	3508
2018	3886	4527	3500	4549	3510	3938	4178
2019	3190	3911	3455	3891	2872	3414	3295

来源: wind、中泰证券研究所



- 连续三年（2017、2018、2019 年 1-10 月）火电利用小时均同比下降的省份有两个：辽宁、江苏；

图表 12: 连续三年火电利用小时均同比下降的省份情况

	辽宁	江苏
2017	4251	4909
2018	4199	4576
2019	3320	3582

来源：wind、中泰证券研究所

- 此处再交代一些传统东南沿海用电大省的火电利用小时数据，包括广东（升升降）、山东（降升降）、河北（升升降）三省（同比变化情况）：

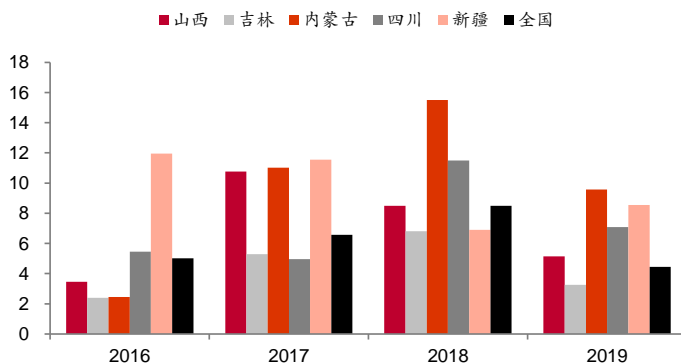
图表 13: 东南沿海用电大省近三年火电利用小时情况

	广东	山东	河北
2017	4069	4660	5056
2018	4096	4707	5090
2019	3147	3681	3994

来源：wind、中泰证券研究所

- 总体规律为：火电利用小时增加的地区为中部（山西）、西部（新疆）以及北部（内蒙）地区，东南沿海省份的火电利用小时基本持平或向下。首先观察内蒙、吉林、四川、山西、新疆五省的全社会用电量增速，发现内蒙、四川、新疆的全社会用电量增速在多数年份远超全国，山西的全社会用电量增速相比全国稍高，吉林比全国低。

图表 14: 内蒙、吉林、四川、山西、新疆全社会用电量增速 (%)



来源：wind、中泰证券研究所

- 其中内蒙（蒙西）、山西和新疆存在共同点，即终端工商业电价较低。

图表 15: 全国各省份工商业用电电价情况 (35kV)

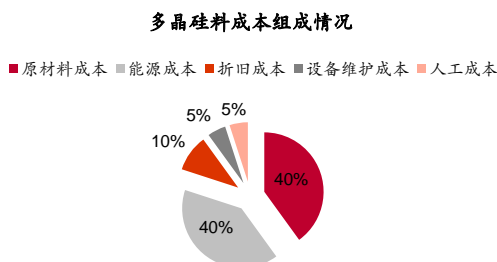
地区	省份	35kV 工商业电价 (元/千瓦时)
华北地区	北京	0.7368
	天津	0.6551
	冀南	0.5655

	冀北	0.5391
	<b>蒙西</b>	<b>0.5025</b>
	蒙东	0.6820
	<b>山西</b>	<b>0.5366</b>
	河南	0.5965
华中地区	湖北	0.7177
	湖南	0.7111
	江西	0.6504
	安徽	0.5898
	黑龙江	0.7091
东北地区	辽宁	0.6973
	吉林	0.7667
	江苏	0.6754
华东地区	山东	0.6259
	浙江	0.6907
	上海	0.722
	宁夏	0.512
西北地区	青海	0.4489
	甘肃	0.6352
	陕西	0.6312
	<b>新疆</b>	<b>0.4508</b>
华南地区	广东	0.6764
	广西	0.6783
	福建	0.5992
	海南	0.7109
西南地区	云南	0.5415
	贵州	0.6027
	四川	0.6851
	重庆	0.6561

来源：北极星电力网、中泰证券研究所

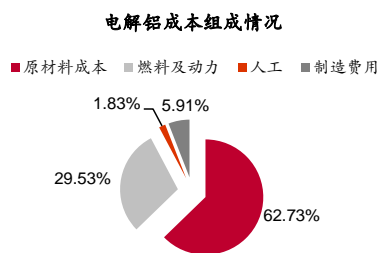
- 低电价省份用电量增速仍可能超过全国平均水平。** 电价低的优势在于近年来大批的制造业，如电解铝、光伏企业在上述省份建设了大批新产线，由于能源成本（即电力）可占到这些制造业企业生产成本的 40% 左右甚至更多，因此电价低可以极大的节省企业的生产成本。**大批产线的投产拉动了上述省份的第二产业用电量增速，从数据上也可以发现上述省份二产用电增速均高于全国。考虑到工商业电价由发改委决定，不会轻易变化，因此未来这些低电价省份的用电量增速仍有很大可能超过全国。**

图表 16: 多晶硅料成本组成情况



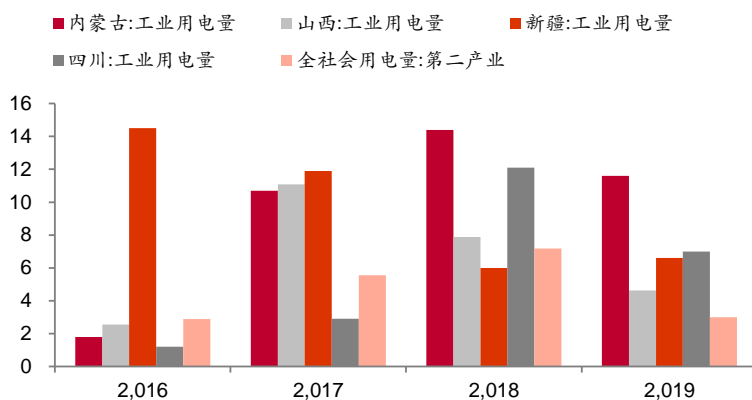
来源: 通威股份公告、中泰证券研究所

图表 17: 电解铝成本组成情况



来源: 神火股份 2018 年报、中泰证券研究所

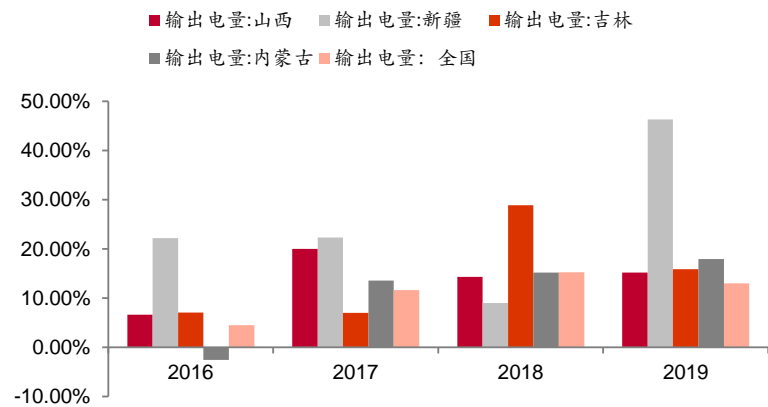
图表 18: 内蒙、四川、山西、新疆工业用电量增速 (%)



来源: wind、中泰证券研究所

- 接着分析上述省份的外送电量情况: 多数年份中上述省份输出电量同比增速高于全国, 尤其是近两年的新疆、内蒙和吉林。内蒙和新疆同时属于风电的 I 类区和光伏的 I 类区, 吉林则是光伏的 II 类区和风电的 III 类区, 可再生能源资源非常丰富, 这几年建设了大批的风电场和光伏电站。但是从数据上看, 上述三省火电利用小时并未被挤占, 我们认为存在两点原因: 其一是近年来国家的西电东送, 尤其是特高压工程较为成功, 西北的风电、太阳能发电以及西南的水电大部分被送到华北、华中、华东和华南各省份, 而非留在本地消纳; 其二是可再生能源固有的诸如出力间歇性等问题, 其接入电网会破坏电网的稳定性和可靠性。事实上, 可再生能源越多的地方就越需要火电出力来平衡电网的稳定性和可靠性。假设未来国家的大政策依旧是发展可再生能源, 那么上述地区预计将会有更多的特高压线路落地, 也会更需要火电出力来平衡整个区域电网的性能。

图表 19: 内蒙、吉林、山西、新疆输电量增速 (%)



来源: wind、中泰证券研究所

图表 20: 2014-2019 年国内建成特高压线路情况

线路名称	建成时间	起点	终点	类别	电压等级
溪洛渡-金华	2014	四川宜宾双龙换流站	浙江金华换流站	直流	±800kV
<b>哈密南-郑州</b>	<b>2014</b>	<b>新疆哈密南部能源基地</b>	<b>郑州</b>	<b>直流</b>	<b>±800kV</b>
浙北-福州	2014	浙北 1000kV 变电站	福州 1000kV 变电站	交流	±1000kV
淮南-浙北-上海	2016	安徽淮南	上海	交流	±1000kV
锡盟-山东	2016	内蒙古锡林郭勒盟	山东省济南市	交流	±1000kV
<b>蒙西-天津南</b>	<b>2016</b>	<b>内蒙古准格尔旗蒙西变电站</b>	<b>天津南变电站</b>	<b>交流</b>	<b>±1000kV</b>
宁东/灵州-浙江/绍兴	2016	宁夏灵武市白土岗乡灵州换流站	浙江诸暨市次坞镇绍兴换流站	直流	±800kV
酒泉-湖南	2017	甘肃酒泉	湖南湘潭县	直流	±800kV
<b>上海庙-山东</b>	<b>2017</b>	<b>内蒙古上海庙</b>	<b>山东临沂</b>	<b>直流</b>	<b>±800kV</b>
锡盟-胜利	2017	内蒙古锡盟	山东胜利	交流	±1000kV
锡盟-泰州	2017	内蒙古锡盟	江苏泰州	直流	±800kV
扎鲁特-青州	2017	内蒙古扎鲁特换流站	山东省青州换流站	直流	±800kV
<b>晋北/山西-江苏/南京</b>	<b>2017</b>	<b>山西晋北换流站</b>	<b>江苏南京</b>	<b>直流</b>	<b>±800kV</b>
榆横-潍坊	2017	陕西榆横	山东潍坊	交流	±1000kV
滇西北-广东(南网)	2017	云南省大理新松换流站	深圳东方换流站	直流	±800kV
山东-河北环网	2018	山东潍坊	山东临沂	交流	±1000kV
苏通 GIL 综合管廊	2019	安徽淮南	上海	交流	±1000kV
北京西-石家庄	2019	河北省保定市	河北省邢台市	交流	±1000kV
<b>蒙西-晋中</b>	<b>2019</b>	<b>内蒙古自治区蒙西变电站</b>	<b>山西省晋中变电站</b>	<b>交流</b>	<b>±1000kV</b>
<b>昌吉-古泉</b>	<b>2019</b>	<b>新疆准东(昌吉)换流站</b>	<b>安徽宣城(古泉)换流站</b>	<b>直流</b>	<b>±1100kV</b>
乌东德-广东	2019	云南昆北换流站	广西柳北换流站、广东龙门换流站	直流	±800kV

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

- 新增火电装机数据分化印证区域用电需求分化逻辑。**下图是近三年各省份 6MW 以上火电新增装机情况。可以发现 2016-2018 年山西、内蒙、新疆火电的总新增装机位列前十,说明近年来上述三省供给侧新增装机并不少,但火电利用小时依然趋势向上,间接印证省内二产+配套线路外

送使得上述省份电力需求较为旺盛。吉林和四川的火电新增装机排名在后半部分，省内火电利用小时上升可由新增供给较少解释。

图表 21: 全国各省份近三年火电新增装机情况

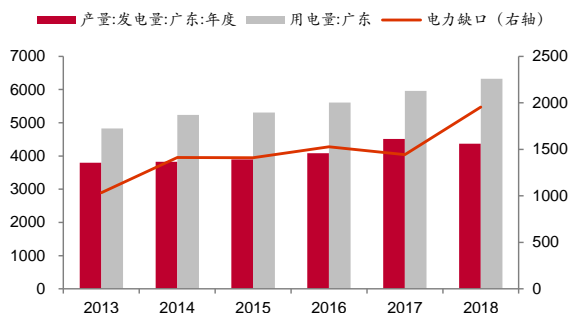
省份	火电新增装机 (万千瓦)			
	2016A	2017A	2018A	三年合计
山东	2370	1614	551	4535
江苏	620	1309	1188	3116
新疆	1264	752	488	2505
陕西	510	459	1086	2054
河南	475	774	687	1936
安徽	572	736	621	1928
内蒙	643	781	458	1882
广东	517	451	909	1877
山西	674	433	685	1792
云南	771	463	476	1710
河北	546	483	620	1649
宁夏	517	513	527	1558
浙江	173	568	666	1407
江西	478	301	387	1165
四川	435	613	112	1160
广西	695	187	178	1059
湖北	335	379	277	990
贵州	445	293	236	973
辽宁	279	267	323	870
福建	290	387	173	851
青海	271	199	257	726
湖南	228	156	245	629
黑龙江	136	186	160	482
甘肃	183	169	118	470
吉林	104	148	191	444
天津	143	32	210	385
重庆	34	261	84	379
海南	115	23	146	284
北京	17	116	57	190
上海	27	29	125	181
西藏	37	47	23	108

来源: wind、中泰证券研究所

- 东南沿海用电大省省内电力缺口确有上升趋势。传统观点认为广东、江苏、山东等工业大省较为缺电，这么认为颇有道理，因为单看省内的发电量和用电量可以发现上述省份的电力缺口确实很大，而且还有逐年上升的趋势。

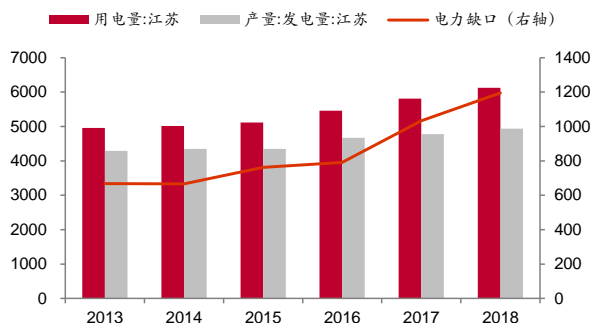


图表 22: 广东省发、用电量情况 (亿千瓦时)



来源: wind、中泰证券研究所

图表 23: 江苏省发、用电量情况 (亿千瓦时)



来源: wind、中泰证券研究所

- 沿海省份电力供应途径区域多样化, 供应量也较大。**由于近年来政府认为东南沿海省份电力较为紧缺, 因此为上述省份的电力供应想了诸多方法。首先, 江浙、广东、山东等地建设了一大批火电机组, 尤其是山东和江苏位列近三年火电新增装机量榜单的前两位, 大幅领先内蒙和山西。其次以广东为例, 西南地区送广东的大型水电站多达 19 个, 总装机接近 90GW, 长江电力、华能水电、华电集团等巨头均有水电站送粤。最后, 近年来受到国家政策的号召, 广东省核准并建设了一大批海上风电项目, 2018 年全年一共核准了 31 个项目, 一共 18.7GW, 预计未来 2-3 年相继投产; 2019 年光伏竞价项目出炉后可以发现广东省一共有 1.67GW, 排在所有省份的第四位。

图表 24: 送广东大型水电站情况

	线路	装机/万千瓦	归属公司
乌东德水电站 (在建)	昆柳龙直流	1020	长江电力
溪洛渡水电站	牛从直流	1386	长江电力
三峡水电站	三广直流	2250	长江电力
金安桥水电站	楚穗直流	240	汉能控股
苗尾水电站	新东直流	140	华能水电
大华桥水电站	新东直流	90	华能水电
黄登水电站	新东直流	190	华能水电
乌弄龙水电站	新东直流	99	华能水电
里底水电站	新东直流	42	华能水电
小湾水电站	楚穗直流	420	华能水电
漫湾水电站	天广直流	155	华能水电
糯扎水电站	普侨直流	585	华能水电
大朝山水电站	大昆线路	135	国投电力
龙滩水电站	贵广直流	630	桂冠电力
构皮滩水电站	-	300	华电集团
思林水电站	-	105	华电集团
沙沱水电站	-	100	华电集团
天生桥一级	天广直(交)流	120	广东粤电
天生桥二级	天广直(交)流	132	南方电网

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

- 实际测算东南沿海省份电力供需较为宽松, 后续电价下行风险较大。**2018 年广东全社会用电量为 6323 亿度, 假设 2019-2021 年广东省的用电量增

速为 5.5%，则 19-21 年广东省电力供给需增加 1102 亿度电才能满足电力需求。假设 21 年底前广东省核准的海上风电均投产，则可多供给 468 亿度 (18.7GW, 2500 利用小时)，三峡集团的乌东德电站投产可多供给 408 亿度 (10.2GW, 4000 利用小时)，叠加华能水电澜沧江上游 2018 年投产的机组发电量爬坡以及 2019 年投产的机组合计可多供给 116 亿度电，假设 20、21 年广东省每年的竞价项目 (集中、工商业分布式) 以及户用光伏项目装机和 19 年持平 (分别为 1.67GW 和 1.4 万千瓦) 则未来三年可多贡献 50.5 亿度电。海上风电、水电和光伏三者合计可提供 1042 亿度的电力供给增量。假设西南地区来水偏丰或新能源装机超预期，则清洁能源发电增量基本可以覆盖省内的用电需求增量且很可能对存量火电形成进一步挤占，此处尚未考虑广东省目前大力扶持的气电装机增量和未来还将投产的部分火电装机。综上所述，东南沿海省份的电力供需形式其实较为宽松，假设未来进一步放开市场化，电价下行的风险相应也会更大。

图表 25: 广东省 2019-2021 年电力供需形势测算

	全社会用电量		水电	海上风电	光伏
2018 年 (亿度)	6323	装机量 (GW)	13.1	18.7	5.1
增长率	5.5%	利用小时 (h)	4000	2500	1000
2021 年 (亿度)	7425	增量 (亿度)	524	467.5	50.5
增量 (亿度)	1102			1042.02	

来源: wind、中泰证券研究所

## 水电：利率趋势预期向下，高股息类债龙头战略配置价值凸显

行业资源开发超六成，后续有望逐步由流域中下游向上游转移

- **国内水电资源开发已超六成。**根据国家发改委 2005 年发布的全国水利资源复查结果，我国水电资源理论蕴藏装机为 6.94 亿千瓦、技术可开发装机为 5.42 亿千瓦。截至 2019 年 10 月我国水电装机容量为 3.53 亿千瓦，占技术可开发量的 65%。其中，十三大水电基地目前规划总装机量达到 2.86 亿千瓦，占到可开发总装机量的 53%。

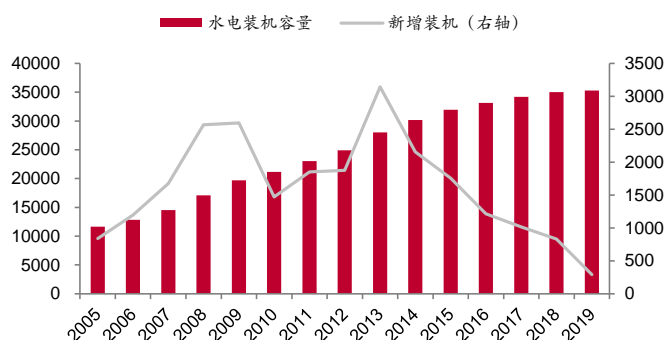
**图表 26：我国水资源储量及开发情况**

	装机量 (亿千瓦)	占技术可开发比重
理论蕴藏	6.94	-
技术可开发	5.42	100%
已投产装机	3.53	65%
十三大水电基地规划	2.86	53%

来源：北极星电力网、中泰证券研究所

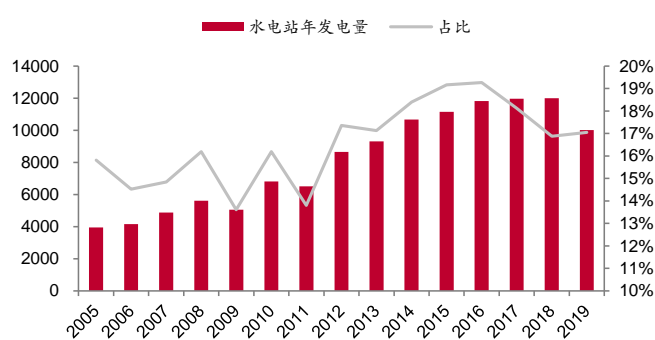
- **行业装机增速放缓，发电量占比下降。**“十二五”期间国家对于水电开发的政策为推进西部大型水电站开发、因地制宜开发小水电站。然而由于开发速度过快叠加西南地区电力消纳能力不足导致弃水率上升，水电的利用小时不断下降，因此“十三五”期间国家政策转为科学有序开发大型水电、严格控制中小水电。受此影响，水电新增装机不断下滑，2019 年 1-10 月新增装机仅为 292 万千瓦；发电量占全国总发电量比重也逐年下滑，由 2016 年的 19% 下降至 2019 年 1-10 月的 17%。

**图表 27：水电总装机、新增装机情况 (万千瓦)**



来源：wind、中泰证券研究所

**图表 28：水电发电量及占比情况 (亿千瓦时)**



来源：wind、中泰证券研究所

- **当前在建装机主要集中在金沙江和雅砻江。**详细梳理十三大水电基地装机信息后可以发现，规划装机最大的前五大基地分别为金沙江（7209 万千瓦）、长江上游（3210.9 万千瓦）、雅砻江（2971 万千瓦）、澜沧江（2581.5 万千瓦）以及大渡河（2552 万千瓦）。**当前在建项目主要集中在金沙江和雅砻江水电基地，在建装机分别为 3417 和 1006 万千瓦。**其中，金沙江的在建装机主要是三峡集团的乌东德（1020 万千瓦）、白鹤滩水电站（1600 万千瓦）；雅砻江的在建装机主要是雅砻江电力（国投电力持股

52%、川投能源持股 48%) 的两河口 (300 万千瓦)、杨房沟水电站 (150 万千瓦)。

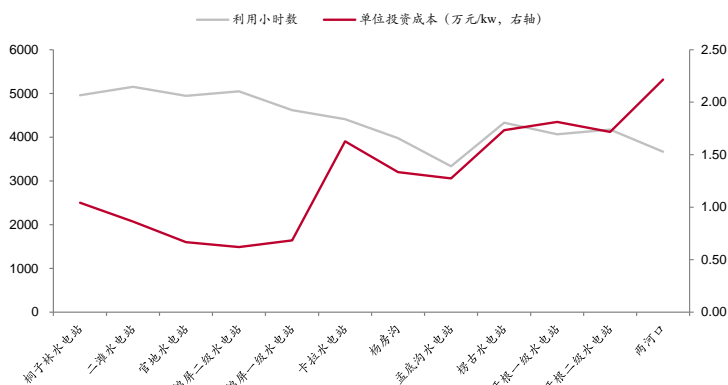
图表 29: 十三大水电基地基本信息、装机 (万千瓦) 及相关公司情况汇总

水电基地名称	河流范围	规划装机	已完成装机	在建装机	筹建装机	相关公司
金沙江	石鼓-宜宾	7209	3072	3417	720	上游: 华电集团开发 中游: 华电集团、华能集团、大唐集团、汉能控股 (民企, 正在转让) 下游: 三峡集团 (长江电力) 开发 三峡集团 (长江电力) 雅砻江水电 (国投电力持股 52%、川投能源持股 48%)
长江上游	宜宾-宜昌、清江	3210.9	2521.5	213	300	
雅砻江	两河口-江口	2971	1470	1006	495	
澜沧江	云南省	2581.5	1905.5	356	-	华能水电
大渡河	下尔呷-铜街子	2552	1726	398	429	国电电力
怒江	怒江松塔以下至边界	2132	-	360	1772	大唐集团
黄河上游	黄河茨哈-青铜峡	1554.73	1314.73	-	240	国投电力、国电投集团
南盘江、红水河	黄泥河、天生桥-长洲	1208.3	1208.3	-	-	桂冠电力
东北	黑吉辽三省	1131.55	483.4	-	-	国电电力
闽浙赣	闽浙赣三省	1417	-	-	-	闽东电力
乌江	乌江-洪家渡	1347.5	1017.5	-	-	华电集团
湘西	湘、资、沅、澧水	661.3	286	-	375.3	-
黄河中游	托克托-潼关	596.8	162.8	-	434	-

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

- 未来开发趋势预计由中下游向上游转移, 可能导致成本上升&利用小时下降。随着国内水电资源的不断开发, 主要河流中下游优质水电资源基本上开发完毕, 优质水电资源变得日益稀缺, 后续水电开发的趋势预计将更多由中下游向上游转移, 由此可能会带来单位投资成本的上升与利用小时一定程度的下降。以雅砻江流域为例, 可以看到中下游随着梯级电站高度的增加, 单位投资成本存在明显的上升趋势, 利用小时呈现一定下滑态势。考虑到雅砻江上游靠近西藏, 开发成本预计会进一步升高, 由此可能导致水电站开发的经济性 (IRR) 难以保障。

图表 30: 雅砻江各梯级电站单位投资成本及利用小时情况

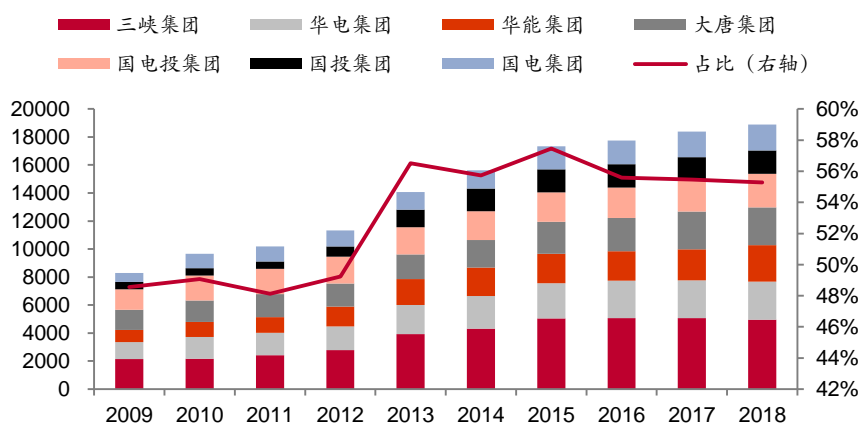


来源: 华能水电公告、中泰证券研究所

熨平来水波动+外送电价参考基准不变，龙头业绩将持续稳健

- **投资壁垒导致行业集中度较高。**当前政策鼓励发展大型水电而大型水电站的前期资本开支很大且建设期无任何收益，因此行业具有很强的投资壁垒，导致行业集中度较高。具体看，目前行业前七大企业均为大型央企，截至2018年末三峡集团、华电集团、大唐集团、华能集团、国电投集团、国电集团和国投集团已投产水电装机量分别为49.44GW、27.22GW、27.04GW、26.07GW、23.85GW、18.54GW和16.72GW；全国已投产的水电装机容量341.68GW，CR7占比高达55.28%，且后续很大可能进一步提升。

图表31：水电行业CR7装机量（万千瓦）及占总装机比重情况



来源：各集团债务说明书、中泰证券研究所

- **十三大水电基地开发格局较为稳定。**目前十三大水电基地的开发格局较为稳定，其中**金沙江水电基地**：上游段由华电金沙江上游水电开发有限公司负责开发，归属华电集团；中游段共布置龙盘水电站、两家人水电站、梨园水电站、阿海水电站、金安桥水电站、龙开口水电站、鲁地拉水电站和观音岩水电站共八座巨型梯级水电站，前四级由云南金沙江中游水电开发有限公司（华电集团）负责，金安桥则归属民企汉能控股（目前正公开转让），龙开口电站归属华能集团，鲁地拉归属华电集团，观音岩归属大唐集团。下游段溪洛渡、向家坝由长江电力负责，在建的乌东德、白鹤滩电站建成后将由三峡集团注入长江电力；**澜沧江水电基地**主要由华能集团下属华能水电开发；**雅砻江水电基地**主要由雅砻江水电公司负责开发，国投电力和川投能源各持有雅砻江水电52%和48%股权；**长江上游水电基地**主要由长江电力开发；**南盘江、红水河水电基地**主要由大唐集团下属的桂冠电力开发；**大渡河水电基地**由国电电力开发；**黄河上游水电基地**主要由国电投集团开发；**乌江水电基地**主要由华电集团旗下黔源电力和大唐集团开发。



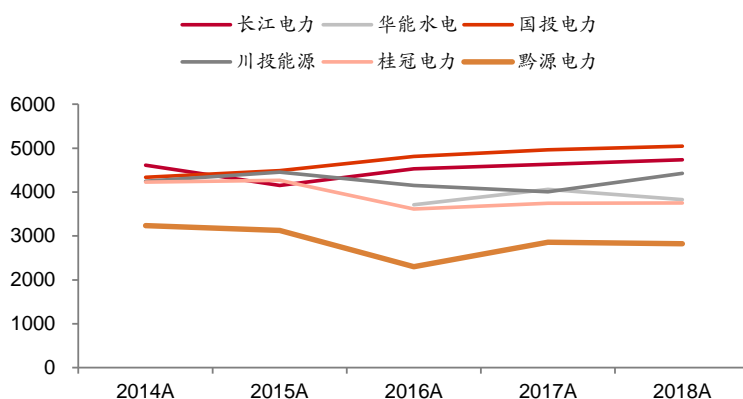
图表 32: 十三大水电基地开发格局梳理



来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

- **金沙江 (长江)、雅砻江和澜沧江来水情况和节水增发均更佳。**影响水电利用小时的重要因素包括了来水情况 (自然资源波动) 以及节水增发能力 (流域梯级联调)。**来水情况方面**, 金沙江 (长江)、雅砻江和澜沧江均起源于西藏地区, 其来水由冰川融雪和降雨两方面决定; 而南盘江、红水河则只取决于降雨多寡, 因此在金沙江 (长江)、雅砻江和澜沧江上的水电站来水波动会更小。**节水增发方面**, 由于干流流域较长, 且海拔落差较大, 因此金沙江 (长江)、雅砻江和澜沧江可以形成多个能够进行梯级联调的电站以熨平来水波动, 实现节水增发以提升水资源利用率。

图表 33: 可比公司利用小时情况



来源: 公司公告、中泰证券研究所

- **电改文件明确落地端倒推电价参考基准不变。**当前水电站上网电价的定

价方式主要分为四种：

- **成本加成法：**上网电价由政府价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定。其中，合理收益以资本金内部收益率为指标，按长期贷款利率并考虑风险因素核定。2001年4月前已投产水电站（曾执行还本付息电价）、2004年及之后所在省市未公布标杆电价的中小型水电站基本都遵循的是成本加法定价机制。
- **落地省区电价倒推法：**根据2014年国家发展改革委发布的《关于完善水电上网电价形成机制的通知》，对于跨区送电的水电站，以受电省市电厂同期平均上网电价水平确定落地电价。上网电价为落地电价扣减输电价和损耗后的倒推价格。
- **水电标杆电价法：**2004年发改价格相继发布1037号、1038号、1125号文件，首次规定了部分省份新投产水电机组的上网标杆电价。2014年国家发展改革委发布的《关于完善水电上网电价形成机制的通知》中提出，各省（区、市）水电标杆上网电价以本省省级电网企业平均购电价格为基础，统筹考虑电力市场供求变化趋势和水电开发成本制定。水电比重较大的省（区、市），可在水电标杆上网电价基础上，根据水电站在电力系统中的作用，实行丰枯分时电价或者分类标杆电价。个别情况特殊的水电站上网电价个别处理。
- **市场化定价法：**由于电力市场化改革的不断推进，部分水电站上网电量陆续开始参与到各地市场化竞争中，由市场供需关系形成电价。当前参与市场化交易的主要是部分跨省跨区外送的水电站。

2019年10月24日发改委发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》中明确了跨省跨区送电价格形成机制等形成的电价，参考燃煤发电标杆上网电价的均改为参考基准价。因此，当前外送水电站的落地省市燃煤标杆电价回推机制将改为落地省市燃煤基准电价回推机制。由于基准价与现行标杆电价一致，因此落地端回推电价也将维持稳定。

**图表 34：水电站上网电价的四种定价机制梳理**

电价机制	具体方法	相关文件	适用标准
成本加成	上网电价由政府价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定	国家计委计价格[2001]701号文（进一步规范电价管理的通知）	2001年4月前已投产水电站（曾执行还本付息电价）；2004年及之后所在省市未公布标杆电价的中小型水电站；
落地省区电价倒推	对于跨区送电的水电站，以受电省市电厂同期平均上网电价水平确定落地电价。上网电价为落地电价扣减输电价和损耗后的倒推价格	关于完善水电上网电价形成机制的通知	部分跨省跨区水电站
水电标杆电价	按投产省份水电标杆电价进行定价	发改价格[2004]1037号、1038号、1125号	2004年及之后所在省市公布标杆电价的中小型、非跨省水电站
市场化交易	上网电量参与各地市场化竞争，由市场供需关系形成电价	-	部分跨省跨区水电站

来源：水电站计价费用及计价电量的研究（作者：李秀峰；年份：2010）、中泰证券研究所

■ **业绩稳健+高股息率的类债属性仍将是水电龙头的主要特征。从存量上**

看，一方面水电龙头能够在其控制流域内实行多个电站梯级联调，从而熨平来水波动，在保证消纳的前提下维持利用小时的相对稳定；另一方面，新的电价改革文件明确了外送水电电价参考基准将保持不变，随着还本付息压力逐渐减轻，财务费用的不断下降可以冲抵市场电交易比例扩大可能带来的不利影响。因此，水电龙头的业绩有望持续保持稳健。从增量上看，随着优质水电资源越来越稀缺，当前水电龙头的 CAPEX 正在不断下滑，企业利润预计将更多的以分红的方式回馈投资者。稳健的业绩叠加高比例的分红，高股息率的类债属性预计仍将是水电龙头的主要特征。

**利率趋势预期向下，高股息权益资产价值性凸显**

- **利率预期随经济增速下行。**经济增长是投资回报的重要来源，理论上说利率水平应与经济增速呈现线性正相关关系。过去十年，虽然经济增速持续下滑，但受到房地产价格持续上涨（房价上涨的资本利得可以覆盖融资成本上升）、基建投资占比较大（地方政府对利率不敏感，承担大量高利率债务）等因素影响，国内利率走势基本震荡走平。然而，未来随着房价的止涨甚至回落、地方融资监管趋严以及刚兑的逐步打破，国内利率水平有望随经济增速一起缓慢下行。（以上部分节选自中泰宏观团队观点）

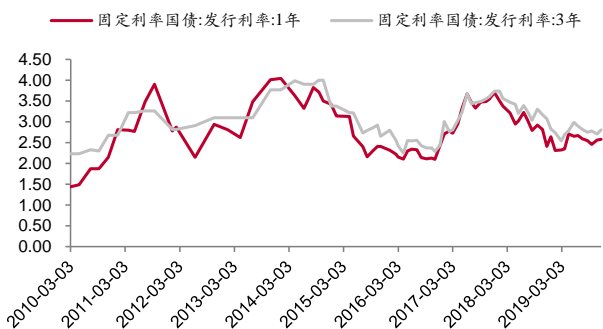
**图表 35：中国名义 GDP 增速和国开债利率走势（%）**



来源：wind、中泰证券研究所

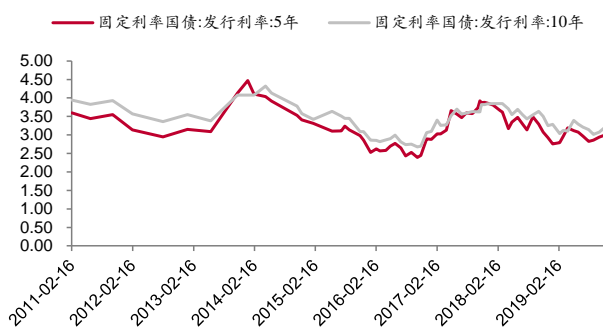
- **高股息资产价值性凸显。**经济高速增长时期，货币政策放水带来资产价格的上涨，盈利主要来自于资产的资本利得；而在当前经济增速缓慢下行预计带动利率趋势向下的大背景下，想要获得资产的资本利得将会变得越来越困难，业绩稳健且愿意回报股东的权益资产的价值性在新的背景下无疑显得更为珍贵。当前（截至 2019 年 11 月 20 日）固定利率国债一年期、三年期、五年期、十年期利率分别为 2.58%、2.81%、2.99% 和 3.19%，相比之下水电龙头 3.5%-4.5% 左右的股息率更富吸引力，凸显了水电龙头的战略配置价值。

图表 36: 固定利率国债一年期、三年期利率情况(%)



来源: wind、中泰证券研究所

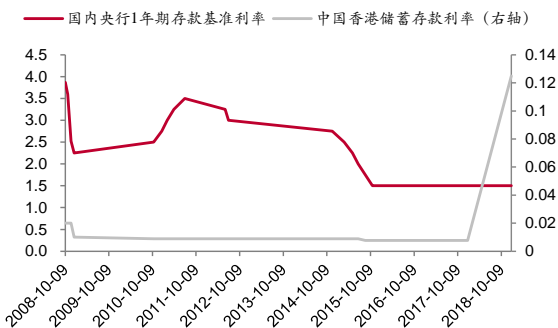
图表 37: 固定利率国债五年期、十年期利率情况(%)



来源: wind、中泰证券研究所

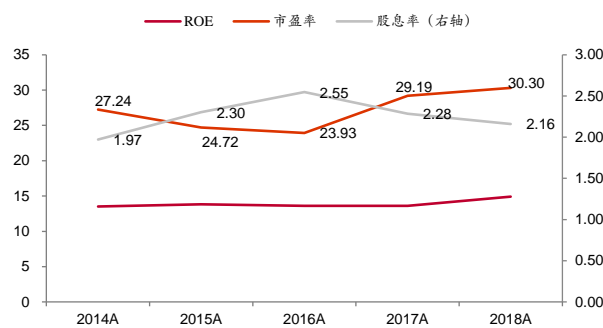
■ 价值性凸显的结果是抬升标的估值。从出发点上看, 购买业绩稳健、高分红权益资产的主要吸引力是稳定的业绩+较高的分红率所导致的高股息率。但是从结果看, 资金的不断涌入会对业绩稳健、高分红权益资产的估值产生持续抬升作用。未来水电龙头估值抬升的驱动力预期分为两种: (1) 国内利率趋势向下导致水电龙头的价值性不断凸显, 从而带动国内资金增配; (2) 在利率水平较低的海外市场, 类似长江电力、华能水电等盈利稳定、高股息率资产(如香港中华煤气、粤海投资、中电控股等)均具有较高估值, 当前水电龙头的估值距离海外同类型公司估值水平仍存在一定差距, 有望持续吸引外资增配。

图表 38: 国内、中国香港存款利率情况对比(%)



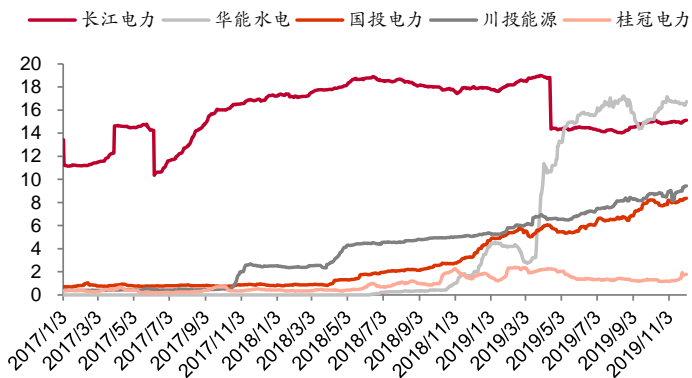
来源: wind、中泰证券研究所

图表 39: 香港中华煤气 ROE、PE 和股息率情况



来源: wind、中泰证券研究所

图表 40: 水电上市公司陆股通持股比情况(%)



来源: wind、中泰证券研究所



## 海上风电：盈利能力有望超预期，估值具备安全边际

### 中短期在建项目利用小时&盈利能力有望超出预期

- 海上风电资源优势显著。**我国海岸线辽阔，海上风能资源丰富并主要集中在东南沿海地区。一般来说，海上风电机组的利用小时相比陆上风电机组要更高，主要包括以下两点原因：（1）陆上的地形高低起伏，对地面风速存在减缓作用；而海平面较平，海风基本不存在阻力，因此很少有静风期。（2）风机的发电功率与风速的三次方成正比，海上的风速一般比陆上高 20% 左右，因而同等发电容量下海上风机的年发电量可以比陆上高 70% 以上。

**图表 41：风机分段出力特性函数**

$$\begin{cases} P_{WT} = 0 & V < V_{ci} \\ P_{WT} = aV^3 + bV^2 + cV + d & V_{ci} < V < V_r \\ P_{WT} = P_r & V_r < V < V_{co} \\ P_{WT} = 0 & V > V_{co} \end{cases}$$

来源：中泰证券研究所（ $V_{ci}$ 、 $V_{co}$ 、 $V_r$  分别为风机的切入、切出、额定风速， $a$ 、 $b$ 、 $c$ 、 $d$  一般可从风机说明书中得到， $P_r$  为风机的额定输出功率）

- 台湾海峡狭管效应显著，海上风能资源强度自福建省向两侧铺开。**从海上风能资源分布情况看，我国风能最为丰富的省份是福建省（台湾海峡）。福建省地处东南沿海，省内的戴云山脉和台湾的中央山脉接近平行，中间又夹着台湾海峡，狭管效应明显。特殊的地理位置和海陆配置造就了显著的亚热带季风气候，导致其海上风力资源十分丰富。由福建省（台湾海峡）向南、北两侧，海上风能资源大致呈现递减趋势。

**图表 42：我国海上风能资源分布情况**

省市	年均风速（米/秒）	IEC 等级
福建	7.5-10.0	I-I+
广东	6.5-8.5	I-I+
浙江	7.0-8.0	II-I+
江苏	7.2-7.8	III-II
上海	7.0-7.6	II-I
山东	6.7-7.5	III
天津	6.9-7.5	III
广西	6.5-8.0	II-I
海南	6.5-9.5	II-I

来源：海上风电网、中泰证券研究所

- 福建、广东两省利用小时优势明显。**目前，海上风电在建（开工）+核准的项目基本上集中在江苏、福建、广东、浙江、上海、辽宁六省。从目前已开工&核准项目的预计利用小时数据看，六省（直辖市）的海上风电项目利用小时均高于当前风电平均利用小时。其中，广东省海陆利



用小时差值为 1073h，福建省海陆利用小时差值为 836h，浙江和江苏海陆利用小时差值分别为 478h 和 386h，粤闽两省海上风电利用小时优势较为明显，相当于 1MW 装机容量每年可多发 107.3 和 83.6 万千瓦时电力。

图表 43: 各省(直辖市)海上、陆上风电利用小时数据汇总(小时)

省份	海上风电预计利用小时	海上风电利用小时区间	风电平均利用小时(2018)	海上-陆上
江苏	2602	2450-2833	2216	386
福建	3423	2921-3700	2587	836
广东	2843	2389-3460	1770	1073
浙江	2651	2373-3156	2173	478
上海	2548	2333-3600	2489	59
辽宁	2494	2333-2654	2265	229

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所(海上风电利用小时通过各项目加权平均获得)

- 实际海上风电利用小时有望超预期。**由于前期我国海上风电建设的经验较少，因此在开工&核准时对海上风电项目的利用小时估计较为保守。从目前实际投产的项目看，海上风电的实际利用小时相比预计值要高出不少。福建中闽能源平海湾项目(50MW)2018年实际利用小时为4244h(2017年为4800h)，相比开工前预计值高出1044h；江苏省海上风电发展较早，目前完工投产项目较多，各项目实际利用小时比预计值要高出350-850h。因此，我们认为未来陆续投产的海上项目实际利用小时均存在超预期可能。

图表 44: 已投产海上风电项目实际利用小时和预计利用小时数据

省份	项目名称	项目规模(MW)	实测利用小时	预计利用小时	差值	备注
福建	福建莆田平海湾海上风电一期项目	50	4244	3200	1044	实测为2018年数据
江苏	华能如东300MW海上风电场工程	300	2857	2487	370	实测为2017-2018数据年化
江苏	中水电如东海上风电场	100	2919	2100	819	实测为2014-2015数据年化
江苏	中广核如东150MW海上风电场	150	3549	2667	883	实测为2018年数据
江苏	江苏响水近海风电场项目	202	3091	2475	616	实测为2018年1-5月数据年化

来源: 北极星电力网、中国能源发行股份和可转换公司债券购买资产并募集配套资金暨关联交易预案、中泰证券研究所

- 基于2020年风火同价预期，陆上风电补贴持续退坡。**由于《可再生能源发展“十三五”规划》中提出风电需在2020年实现与燃煤发电同平台竞争目标(即风火同价)，近年来风电补贴退坡持续推进。根据2019年5月24日国家发改委印发的《关于完善风电上网电价政策的通知》，2019年I、II、III、IV类陆上风资源区新核准项目“指导性电价”分别为0.34元/千瓦时、0.39元/千瓦时、0.43元/千瓦时、0.52元/千瓦时；2020年则分别为0.29元/千瓦时、0.34元/千瓦时、0.38元/千瓦时、0.47元/千瓦时。指导性电价是上网的最高电价，实际电价则需要通过竞价产生。
- 2021年底前建成的存量海上风电项目并网仍享受最高标杆电价。**我们仔细梳理了海上风电的电价政策。根据最新政策，2018年1月1日前核准的存量项目只要在2020年底前完成并网、2019年1月1日前核准的存量项目只要在2021年底前完成并网就可以享受到最高标杆电价(0.85元/千瓦时)，海上风电存量项目上网标杆电价优势显著。

- ✓ **初次确定(2014)**: 发改委在 2014 年发布文件确定 2017 年以前(不含 2017 年)投运的近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元(含税,下同),潮间带风电项目上网电价为每千瓦时 0.75 元。
- ✓ **补贴退坡征询意见(2019.4)**: 在 2019 年 4 月 16 日召开的风电上网电价政策讨论会,发改委建议海上风电电价下调 0.05 元/千瓦时,这是发改委第一次建议下调海上风电电价。从存量项目上看,2019 年 4 月 12 日发布的《关于 2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知(征求意见稿)》中提出在 2018 年前核准的海上风电项目在 2020 年底前并网的仍能享受到 0.85/0.75 元/千瓦时的标杆电价,而 2018 年度未通过竞争方式进入国家补贴范围并确定上网电价的海上风电项目,其核准文件不能作为享受国家补贴的依据。
- ✓ **补贴退坡最终落地(2019.5)**: 5 月 24 日,国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》,通知中指出对于 2018 年已核准的海上风电项目,必须在 2021 年底前建成并网,才可确保 0.85/0.75 元/千瓦时的标杆电价,意味着 2018 年核准的存量项目在 2021 年底前建成并网仍可享受最高上网标杆电价。而 2019、2020 年新核准的近海风电项目补贴将依次减少 5 分钱,且采用竞价上网形式。

**图表 45: 海上、陆上风电项目上网标杆电价情况(元/千瓦时)**

时间节点	I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区	IV 类资源区	近海	潮间
2015 年底前并网	0.51	0.54	0.58	0.61	0.85	0.75
2016 年底前并网	0.49	0.52	0.56	0.61	0.85	0.75
2017 年底前并网	0.47	0.50	0.54	0.60	0.85	0.75
2019 年底前开工	0.47	0.50	0.54	0.60	0.85	0.75
2018 年新核准	0.40	0.45	0.49	0.57	0.85	0.75
2019 年新核准(指导)	0.34	0.39	0.43	0.52	0.80	不高于陆上
2020 年新核准(指导)	0.29	0.34	0.38	0.47	0.75	不高于陆上

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

- **模拟海上风电 IRR 优势显著且有望超预期**。我们以福能股份莆田平海湾项目(在建)的参数(装机量 200MW、上网电价 0.85 元/千瓦时、风机成本 8000 元/kw、保险费率 0.5%、所得税三免三减半、增值税 13%且即征即退 50%)以及中闽能源平海湾项目(已投产)的利用小时 4250h/年模拟海上风电项目 IRR 为 13.67%(对应项目回收期为 6.29 年),高于项目预期内部收益率 8.99%,同样高于目前陆上风电项目 8%-10%的 IRR,说明海上风电 IRR 优势显著且有望超预期。
- **模拟海上风电 ROE 同样有望超预期**。仍沿用上文参数且设定项目资本金为动态总投资的 30%模拟海上风电各年度 ROE 的结果如下图所示:各年度平均净利润为 2.9 亿元,显著高于项目预期的 1.6 亿元平均净利润;各年度 ROE 基本均在 25%以上,而目前各风电运营上市公司 ROE 仅为 7%-10%,可见海上风电 ROE 优势同样较为显著且有望超预期。

**图表 46: 模拟海上风电各年度净利润 (万元) 及 ROE**

年份	净利润	资本金	ROE
0	29414.3	110209.0	26.69%
1	30428.7	110209.0	27.61%
2	31243.1	110209.0	28.35%
3	28650.0	110209.0	26.00%
4	26441.3	110209.0	23.99%
5	28765.7	110209.0	26.10%
6	29478.2	110209.0	26.75%
7	25877.8	110209.0	23.48%
8	26488.5	110209.0	24.03%
9	27099.3	110209.0	24.59%
10	27710.0	110209.0	25.14%
11	25765.2	110209.0	23.38%
12	26375.9	110209.0	23.93%
13	26986.7	110209.0	24.49%
14	27597.4	110209.0	25.04%
15	28208.2	110209.0	25.60%
16	28818.9	110209.0	26.15%
17	28818.9	110209.0	26.15%
18	28818.9	110209.0	26.15%
19	28818.9	110209.0	26.15%
20	28818.9	110209.0	26.15%
21	34724.1	110209.0	31.51%
22	34724.1	110209.0	31.51%
23	34724.1	110209.0	31.51%
24	34724.1	110209.0	31.51%
25	28295.5	110209.0	25.67%
<b>ROE 中位数</b>			<b>26.13%</b>

来源: 福能股份公开发行可转换公司债券募集说明书、中泰证券研究所

### 估值受两大因素压制, 目前已具备安全边际

- 政策不确定性和补贴拖欠是压制新能源运营标的估值的两大因素。**当前海上风电运营相关标的估值已被压缩至低位, 主要原因其一是对于 2021 年后并网的海上风电项目电价退坡幅度不确定性的担忧, 其二则是对于高补贴导致的补贴拖欠预计将使得企业应收账款增加、现金流恶化的担忧。两点疑虑事实存在, 但我们认为当前相关标的的估值已经包含了对上述两点风险的悲观预期, 良好的安全边际可以暂时消除对于新能源运营标的估值陷阱的担忧。
- 政策不确定性: 海上风电上网电价预计将缓慢退坡。**根据发改委 2019 年的最新政策, 2019、2020 年新核准的海上风电项目上网电价将依次降低 5 分钱/千瓦时且采用竞价上网策略。从当前时点看, 海上风电的上网价格较 IV 类区陆上风电价格高出 0.28 元/千瓦时, 在新能源冲刺平价的背景下海上风电上网价格退坡是大势所趋, 关键在于未来退坡的节奏问

题。考虑到目前海上风电仍处于技术经验积累期，短时间内实现成本的大幅下降难度依然较大，因此补贴退坡节奏预计仍将较为缓慢。

- **电价退坡对 IRR 以及 ROE 的敏感性测算:**我们模拟了海上风电项目 IRR 以及 ROE 对于上网电价的敏感性测算。在假设当前海上风电项目成本不变的情况下，福建省上网电价降至 0.6 元/千瓦时&江苏省上网电价降至 0.65 元/千瓦时&广东省上网电价降至 0.7 元/千瓦时项目 IRR 基本仍可达到陆上风电的水平、ROE 则高于陆上风电。

图表 47: 海上风电项目 IRR 对上网标杆电价敏感性测算 (成本不变)

	上网电价	福建省		广东省		江苏省	
		内部收益率	项目回收期	内部收益率	项目回收期	内部收益率	项目回收期
1	0.85	13.67%	6.29	10.26%	8.07	11.22%	7.47
2	0.80	12.56%	6.75	9.27%	8.78	10.19%	8.13
3	0.75	11.43%	7.33	8.25%	9.60	9.13%	8.89
4	0.70	10.26%	8.07	7.19%	10.58	8.04%	9.80
5	0.65	9.06%	8.94	6.08%	11.83	6.90%	10.88
6	0.60	7.80%	10.00	4.92%	13.45	5.70%	12.34
7	0.55	6.49%	11.33	3.68%	15.53	4.43%	14.22
8	0.50	5.09%	13.19	2.35%	18.31	3.07%	16.72
9	0.45	3.59%	15.71	0.89%	22.65	1.58%	20.19
10	0.40	1.95%	19.28	-	-	负值	-

来源: 中泰证券研究所

图表 48: 海上风电项目 ROE 对上网标杆电价敏感性测算 (成本不变)

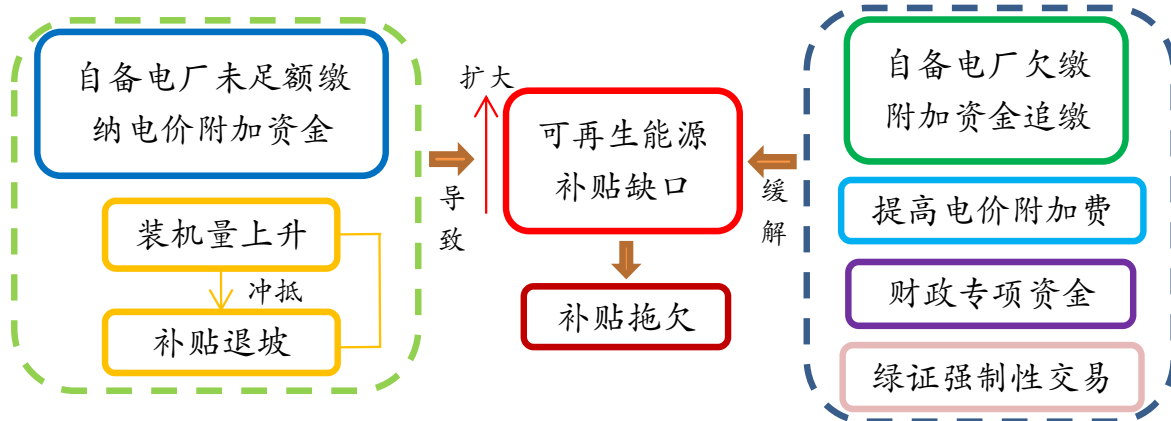
	上网电价	ROE 中位数		
		福建省	广东省	江苏省
1	0.85	26.13%	17.37%	19.67%
2	0.80	23.34%	14.73%	17.11%
3	0.75	20.41%	12.50%	14.37%
4	0.70	17.37%	10.27%	12.01%
5	0.65	14.26%	8.04%	9.65%
6	0.60	11.55%	5.81%	7.29%
7	0.55	8.84%	3.58%	4.93%
8	0.50	6.13%	1.35%	2.57%
9	0.45	3.42%	负值	0.21%
10	0.40	0.71%	-	负值

来源: 中泰证券研究所

- **可再生能源补贴缺口较大，补贴拖欠仍是主要问题。**虽然陆上风电和光伏正逐步进入平价时代，但装机量的上升冲抵单位补贴下降影响后仍然带来可再生能源基金补贴缺口的不断扩大，截至 2018 年末可再生能源基金补贴缺口已经达到 1100 亿元。若想解决当前面临的可再生能源补贴拖欠问题，第一种方法是继续上调度电可再生能源附加费(当前为 1.9 分/千瓦时)，但这种做法与国家降低终端电价的大基调不符；第二种则是由财政部拨专项资金，但这种做法与国家电力市场化改革的基调相违

背，因此目前补贴拖欠仍是可再生能源发展的最大不确定性风险。海上风电由于上网电价较高，单个项目补贴量大，对其进入补贴目录不利；即便进入目录后续由于高补贴也很可能导致项目较长的补贴拖欠周期。

图表 49：可再生能源补贴缺口弥补存在难题



来源：中泰证券研究所

- **现金流问题仍是海上风电最大不确定风险。**当前可再生能源补贴拖欠周期基本在 1.5-2 年，考虑到海上风电补贴力度较大，相应的补贴拖欠周期也存在延长可能。补贴拖欠问题并不影响企业盈利能力（ROE），但对现金流以及项目 IRR 的影响较大。假设补贴拖欠周期为 18 个月（中性假设），经测算福建省海上风电短期项目 IRR 将会降至 11.01%（未拖欠情况下为 13.67%）、项目回收期为 8.14 年（未拖欠情况下为 6.29 年）；长期项目 IRR 在高补贴电价范围内（0.7-0.85 元/千瓦时）相比未拖欠情况存在 2.5-4pct 的差距，随着电价下行 IRR 与未拖欠情况逐步接近。

图表 50：海上风电项目 IRR 对上网电价敏感性测算

	上网电价	内部收益率	项目回收期
1	0.85	14.97%	6.32
2	0.80	14.15%	6.58
3	0.70	12.38%	7.27
4	0.60	10.41%	8.33
5	0.50	8.14%	9.92
6	0.40	5.39%	12.77

来源：中泰证券研究所



## 投资策略：攻守兼备，良机初现

- **火电：供给侧改革加速有望为行业带来投资良机。**11月29日国资委发布《中央企业煤电资源区域整合试点方案》，将甘肃、陕西、新疆、青海、宁夏五省纳入第一批中央企业煤电资源区域整合试点，要求力争到2021年末试点区域产能结构明显优化，煤电产能压降1/4-1/3，平均设备利用小时明显上升，整体减亏超过50%，资产负债率明显下降，此举意味着煤电供给侧改革进入加速阶段。供给侧改革预计将带来存量机组利用小时提升、煤电度电不变成本边际下降并对煤电电价形成支撑，是行业极为重要的投资机会。此外，随着优质产能的释放，煤炭供需格局将不断朝着宽松方向演绎，动力煤价格中枢也将随之缓慢下移并不断减少煤电企业成本端的压力。综上所述，火电行业的投资良机初现。与此同时，国内各区域电力供需格局也在不断分化，内蒙、新疆等省份低廉的工商业电价吸引了大批中游企业投资建厂从而带动了当地二产用电量增速，特高压配套线路的不断落地解决了多余电量的消纳问题，为当地电力供需矛盾缓和、煤电机组利用小时回升提供了坚实的基础。推荐火电龙头**华电国际、华能国际**，蒙西区域火电龙头**内蒙华电**。
- **水电：利率趋势预期向下，高股息类债龙头战略配置价值凸显。**从存量上看，一方面水电龙头能够在其控制流域内实行多个电站梯级联调，从而熨平来水波动，在保证消纳的前提下维持利用小时的相对稳定；另一方面，新的电价改革文件明确了外送水电电价参考基准将保持不变，后续随着还本付息压力逐渐减轻，财务费用的不断下降可以冲抵市场电交易比例扩大可能带来的不利影响，水电龙头的业绩有望持续保持稳健。从增量上看，随着优质水电资源越来越稀缺，当前水电龙头的CAPEX正在不断下滑，企业利润预计将更多的以分红的方式回馈投资者。稳健的业绩叠加高比例的分红，高股息率的类债属性预计仍将是水电龙头的主要特征。在当前经济增速缓慢下行预期带动利率趋势向下的背景下，业绩稳健且愿意回报股东的权益资产价值性正在不断凸显，具备战略配置的价值。推荐兼具价值与成长的水电龙头**长江电力**、高股息的水电龙头**华能水电**、以及攻守兼备的**国投电力**。
- **海上风电：盈利能力有望超预期，估值具备安全边际。**由于前期国内海上风电建设的经验较少，因此在开工&核准时对海风项目的利用小时估计较为保守。从目前实际投产的项目看，实际利用小时相比预测值要高出不少，未来陆续投产的海风项目实际利用小时均存在超预期可能。在存量项目保住高电价的前提下，利用小时超预期有望使得中短期海上风电项目的ROE和IRR均超出预期。此外，当前海上风电运营相关标的估值已被压缩至低位，主要原因其一是对于2021年后并网的海上风电项目电价退坡幅度不确定性的担忧，其二则是对于高补贴导致的补贴拖欠预计将导致企业应收账款增加、现金流恶化的担忧。我们认为**当前相关标的估值已经包含了对于上述两点风险的悲观预期，良好的安全边际可以暂时消除对于新能源运营标的估值陷阱的担忧。**推荐福建省风电龙头、有望受益于海风项目不断投产获得高成长的**福能股份**。

图表 51: 主要推荐公司盈利预测情况

名称	股价	EPS					PE					PB	评级
		2016A	2017A	2018A	2019E	2020E	2016A	2017A	2018A	2019E	2020E		
华电国际	3.78	0.34	0.04	0.17	0.32	0.43	11.1	94.5	22.2	11.8	8.8	0.84	买入
华能国际	6.07	0.58	0.12	0.09	0.38	0.49	10.5	50.6	67.4	16.0	12.4	1.23	买入
国投电力	8.62	0.58	0.48	0.63	0.74	0.77	14.9	18.0	13.7	11.6	11.2	1.62	买入
福能股份	8.88	0.66	0.54	0.68	0.90	0.93	13.5	16.4	13.1	9.9	9.5	1.16	买入
长江电力	17.95	0.94	1.01	1.03	1.01	1.03	19.1	17.8	17.4	17.8	17.4	2.72	增持
华能水电	4.35	0.03	0.14	0.32	0.32	0.33	145.0	31.1	13.6	13.6	13.2	1.69	增持
内蒙华电	2.67	0.06	0.09	0.13	0.23	0.27	44.5	29.7	20.5	11.6	9.9	1.34	未评级

来源: wind、中泰证券研究所 (股价取自 2019 年 12 月 3 日, 华能国际、华电国际、内蒙华电 2019、2020 年 EPS 取自 wind 一致预期)

## 重点推荐公司

### 长江电力：兼具价值与成长的行业龙头

- 存量项目现状：外送广东+华东+华中地区，电价&盈利能力优势显著。**

目前，公司坐拥四座巨型水电站，总装机规模达 4549.5 万千瓦。其中，三峡、葛洲坝、溪洛渡、向家坝装机分别为 2250、273.5、1386 和 640 万千瓦。**从度电价格看**，溪洛渡电站除枯水期部分电量留川、云两省消纳外，其余电量送浙江、广东两省；向家坝电站除枯水期部分电量留川、云两省消纳外其余电量均送上海；三峡电站丰水期送广东 50%、华东 50%、超过区域设计输电能力送华中消纳，枯水期送广东 16%、华东 32% 和华中 52%。以上地区基本均为高电价地区，导致倒推后形成的上网电价要高于行业可比上市公司。**从度电成本看**，由于水电站的单位投资成本较低使得公司度电成本位于可比公司中倒数第二，仅高于雅砻江水电。**较高的电价及较低的度电成本使得长电度电盈利能力在可比公司中排名第二，仅次于雅砻江水电，盈利能力优势显著。**

**图表 52：长江电力各电站电力消纳情况**

电站名称	丰水期	枯水期
三峡电站	送广东 50%、华东 50%、超过区域设计输电能力送华中消纳	送广东 16%、华东 32% 和华中 52%
葛洲坝电站		华中、华东地区
向家坝电站	上海	四川 15%、云南 15%、上海 70%
溪洛渡电站	浙江 50%、广东 50%	四川 15%、云南 15%、浙江 35%、广东 35%

来源：长江电力公告、中泰证券研究所

- 存量项目趋势：市场电比例仅为 11%，盈利能力对市场化折价不敏感。**

目前公司市场化交易电量主要集中在溪洛渡、向家坝两个电站。具体来看，长江电力 18 年市场化交易电量主要包括向家坝送上海 75 亿千瓦时、溪洛渡左岸送浙江 78.38 亿千瓦时、溪洛渡右岸送广东 68 亿千瓦时，市场化交易电量合计 236.1 亿千瓦时，仅占到公司总售电量的 11%，在所有水电上市公司中占比最小，远低于其他上市公司，说明公司存量项目盈利能力对市场化折价幅度不敏感且三峡等政策性的大电站未来放开市场化的比例预计也将较为缓慢。

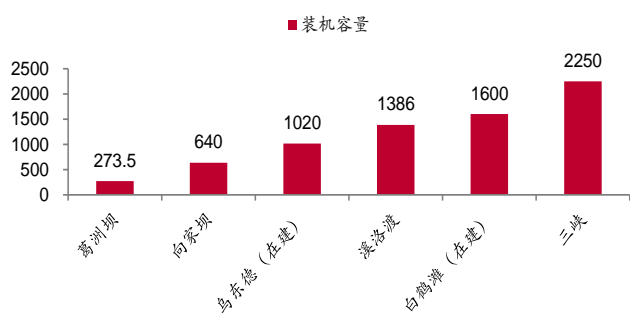
**图表 53：长江电力市场电交易情况（亿千瓦时）**

消纳省市	2017	2018
上海（向家坝电站）	41.7	75
浙江（溪洛渡左岸）	79.11	78.38
广东（溪洛渡右岸）	35.22	68
市场电总计	165.4	236.1
售电量合计	2096.7	2142.2
市场电占比	7.90%	11%

来源：长江电力公告、中泰证券研究所

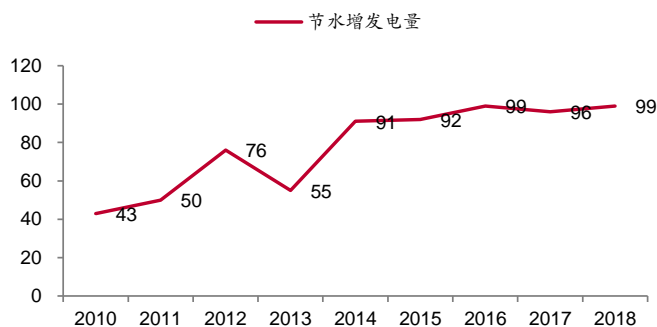
- **特殊的三峡集团建设+公司出资购买运营模式。**公司装机量增长的模式主要是控股股东三峡集团建设+公司出资购买运营的模式。这种模式中集团层面承担了需要投入大量资本开支而现金流持续为0的水电站建设期，在水电站投产后上市公司可以通过定增+现金收购的方式购买水电资产，并承担相应负债。这样的模式保证了水电站注入后形成的充沛现金流可以立即用来进行还本付息，使建设期较大的资本开支对公司自由现金流的影响最小化，成就了公司兼具价值性和成长性的特征。
- **增量项目：乌东德、白鹤滩预期注入有望带来发电量双重提升&盈利能力边际提升。**目前三峡集团在建的乌东德（1020万千瓦）、白鹤滩（1600万千瓦）电站预计将分别于2020年和2021年首批机组投产，后续有望择机注入上市公司体内。后续乌东德、白鹤滩电站的投产及注入预计将会从两方面大幅增厚公司业绩：
  - **发电量的双重增长：**乌东德、白鹤滩投产预计将为公司带来发电量的双重增长。其一是两座电站合计装机量占到目前公司总装机量的57.6%，投产后长江电力的装机量将再次上升一个大台阶；其二是两座电站与溪洛渡、向家坝电站同样地处金沙江下游，投产后公司“六库联调”将开始发挥作用，有望通过“节水增发”增加发电量约300亿千瓦时。远期，若长江上游电站也实施联合优化调度，将进一步增加流域发电量约420亿千瓦时。
  - **盈利能力有望实现边际提升：**目前乌东德电站初步计划未来送电区域为两广地区、白鹤滩电站初步计划未来送电区域为浙江和江苏，两广地区以及浙江省电价优势较为明显。假设未来白鹤滩送江苏电力占比不大，公司度电均价有望实现边际提升，从而带动盈利能力边际提升。

图表54：长江电力各电站装机容量（万千瓦）



来源：长江电力公告、中泰证券研究所

图表55：长江电力节水增发发电量情况（亿千瓦时）



来源：长江电力公告、中泰证券研究所

- **从2021年开始分红率不低于70%，股息率具吸引力。**当前长江电力的分红承诺为2016-2020年按不低于0.65/股进行现金分红；2021-2025年按不低于当年实现净利润的70%进行现金分红。2017、2018年公司每年分红0.68元/股，对应股息率在3.8%左右，假设按照21年70%以上分红率计算，70%/75%分红率对应当前市价股息率分别为3.88%和4.15%。考虑到长江电力稳健的业绩，高股息率兑现不存在太大风险，公司股息率预计将长期稳定在3.5%-4%区间内，具备吸引力。

**图表 56: 长江电力历年分红比例及对应股息率测算情况**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019E(1)	2019E(2)
EPS	0.55	0.72	0.7	0.94	1.01	1.03	1.01	1.01
每股股利	0.28	0.38	0.4	0.71	0.68	0.68	0.71	0.76
分红率	50.91%	52.78%	57.14%	75.53%	67.33%	66.02%	70%	75%
市价	6.28	14.73	13.13	15.21	17.65	18.09	17.84	17.84
股息率	4.46%	2.58%	3.05%	4.67%	3.85%	3.76%	3.96%	4.25%

来源: 长江电力公告、中泰证券研究所 (股价取自 2019 年 12 月 9 日)

**华能水电: 新机组投产带来量价双升, 股息率预期大幅提升**

- 存量项目: 澜沧江上游机组相继投产, 送电广东带来量价齐升。**自 2018 年起公司澜沧江上游云南段机组进入集中投产期, 其中 2018、2019 年分别投产 325.5 和 134 万千瓦。澜上 5 座水电站 (苗尾、大华桥、里底、乌弄龙、黄登) 均参与西电东送, 受电地区为广东, 上网电价具备显著优势 (合同内电价为 0.3 元/千瓦时), 显著高于云南省 0.235 元/千瓦时的标杆电价, 因此自 2018 年公司度电均价边际提升, 2018、2019H 度电均价分别同比上涨 8.19% 和 4.14%。新机组投产带来量价双升, 极大地提振了公司业绩, 2018 年和 2019 年上半年公司营收分别同增 20.78% 和 63.66%; 归母净利润分别同增 165.1% 和 224.77%。

**图表 57: 华能水电在产机组情况**

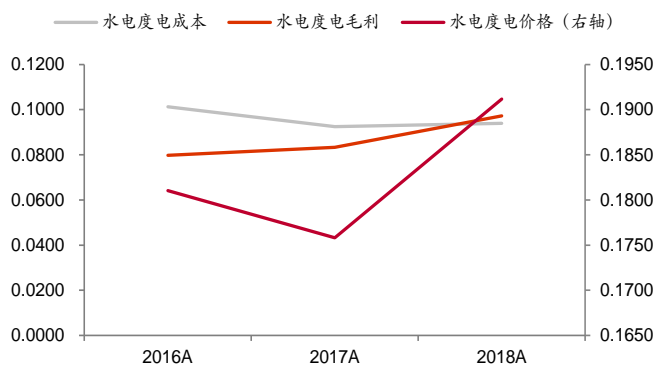
项目名称	装机容量	装机结构	权益比例	权益装机	所属流域	调节能力	状态
功果桥水电站	90	4×22.5	100%	90.00	澜沧江中游	日调节水库	在运
小湾水电站	420	6×70	100%	420.00	澜沧江中游	多年调节	在运
漫湾水电站	167	5×25+1×30+1×12	100%	167.00	澜沧江中游		在运
糯扎渡水电站	585	9×65	100%	585.00	澜沧江下游	多年调节	在运
景洪水电站	175	5×35	100%	175.00	澜沧江下游		在运
龙开口水电站	180	5×36	95%	171.00	金沙江中游	日调节性能	在运
瑞丽江一级水电站	60	6×10	40%	24.00	瑞丽江干流		在运
徐村水电站	8.58	3×2.86	100%	8.58	漾濞江	不完全月调节	在运
南果河水电站	1.6	2×0.08	90%	1.44	南果河干流下游河段		在运
老王庄水电站	0.96	3×0.32	100%	0.96			在运
牛栏沟水电站	2.48	2×1.24	51%	1.26			在运
丰甸水电站	1.26	2×0.63	100%	1.26			在运
果多水电站	16		15%	2.40	扎曲河	周调节性能	在运
大朝山水电	135		10%	13.5	澜沧江中游		在运
苗尾水电站	140	4×35	100%	140	澜沧江中下游		在运
大华桥水电站	92	4×23	100%	92	澜沧江中下游	周调节性能	在运
黄登水电站	190	4×47.5	100%	190	澜沧江中下游		在运
里底水电站	42	3×14	100%	42	澜沧江上游		在运
乌弄龙水电站	99	4×24.75	100%	99	澜沧江上游		在运
桑河二级水电站	40	8×5	51%	20.4	桑河干流		在运



托巴水电站	140	澜沧江上游	季调节能力	在建
如美水电站	210	澜沧江上游		筹建
古水水电站	180	澜沧江上游	季调节能力	筹建
橄榄坝水电站	19.5	澜沧江中下游		筹建

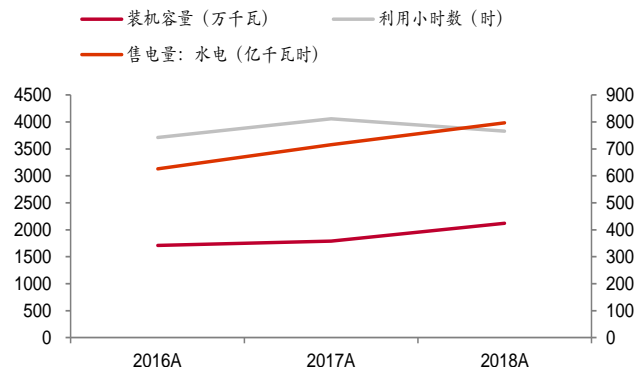
来源：华能水电公告、中泰证券研究所

图表 58：公司度电价格、成本、毛利（元/千瓦时）



来源：华能水电公告、中泰证券研究所

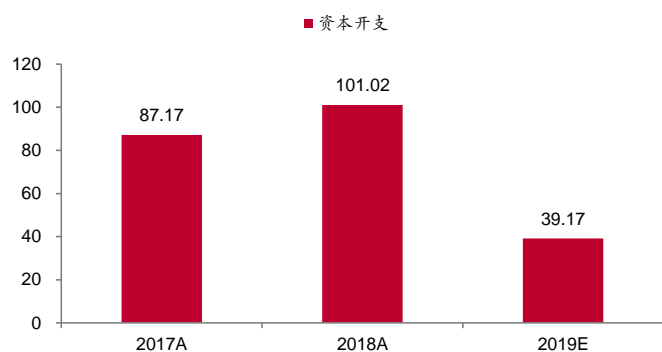
图表 59：公司装机容量、售电量及利用小时情况



来源：华能水电公告、中泰证券研究所

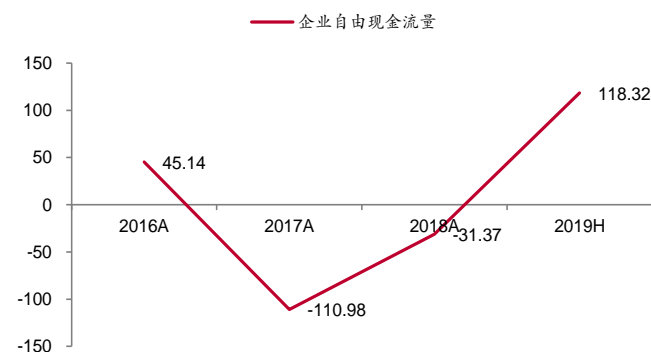
- 在手项目投产完毕，CAPEX 下降预期带来股息率大幅提升。**随着 2018-2019 年澜上机组投产完毕，目前公司在建项目只剩下托巴水电站（140 万千瓦，招标工作），澜沧江上游的如美、古水水电站以及澜沧江中下游的橄榄坝水电站仅是在筹划中，因此中短期公司 CAPEX 预计将大幅下降到较低水平（2018 年已经由 85.49 亿元下降至 77.04 亿元，2018 年年报中披露公司 2019 年资本开支计划仅为 39.17 亿元，后续预计仍将持续下降）。CAPEX 大幅下降后，公司水电站充沛的净利润预计将更多的通过分红的形式回馈投资者。2018 年公司 EPS 为 0.32 元/股，分红率达到 55.63%（公司分红政策为当年盈利、且无未弥补亏损的条件下，如无重大投资计划或重大现金支出事项发生、资产负债率未超过 75%，每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 50%），对应股息率为 4.17%。假设未来公司分红率达到 55%/60%/65%，经测算对应股息率将分别为 3.86%/4.22%/4.57%，即股息率预计将长期稳定在 3.5%-4.5% 区间内，具备吸引力。

图表 60：华能水电 CAPEX 情况



来源：华能水电公告、中泰证券研究所

图表 61：华能水电自由现金流情况（亿元）



来源：华能水电公告、中泰证券研究所



**图表 62：华能水电历年分红比例及对应股息率测算情况**

	2017	2018	2019 (1)	2019 (2)	2019 (3)
EPS	0.12	0.32	0.30	0.30	0.30
每股股利	0.06	0.18	0.17	0.18	0.20
分红率	45.83%	55.63%	55.00%	60.00%	65.00%
市价	3.07	4.27	4.32	4.32	4.32
股息率	1.79%	4.17%	3.82%	4.17%	4.51%

来源：华能水电公告、中泰证券研究所（股价取自 2019 年 12 月 9 日）

**国投电力：水火并济，成长性不受平台约束**

- 水电：雅中线终获批，川电入赣将贡献水电业绩增量。** 目前公司在建的水电站为两河口电站（300 万千瓦、多年调节能力）和杨房沟电站（150 万千瓦）。两座电站前期规划送电江西省，但由于种种原因配套线路一直未能获批。2019 年 8 月，雅中-江西 ±800kV 特高压直流输电工程正式获得发改委批复，标志着公司川电入赣最后不确定性消除。川电入赣未来将对公司产生两部分影响：（1）随着水电装机快速增加，四川省丰水期供大于求矛盾愈发突出，川电入赣将进一步解决公司在四川省内电力消纳问题，降低弃水率，提升发电量；（2）两座新电站投产将提升公司水电装机，增厚公司业绩。
- 火电：处理亏损资产&行业供给侧改革，火电业绩弹性值得期待。** 2019 年 8 月末公司发布公告称拟在上海联交所预挂牌转让公司持有的国投宣城 51% 股权、国投北部湾 55% 股权、国投伊犁 60% 股权、靖远二电 51.22% 股权、淮北国安 35% 股权和甘肃张掖 45% 股权。上述六家公司 2018 年合计权益亏损约 3.6 亿元，在顺利处理后将一定程度提升公司业绩。此外，在行业供给侧改革加速以及煤价中枢下行的背景下，公司火电业务业绩弹性值得期待。

**图表 63：国投电力外送电情况分析**

	目的地	线路	装机/万千瓦	定价机制	状态
锦屏一级水电站	江苏	锦苏特高压直流	360	倒推电价	在运
锦屏二级水电站	江苏	锦苏特高压直流	480	倒推电价	在运
官地水电站	江苏	锦苏特高压直流	240	倒推电价	在运
两河口	江西	雅中特高压直流	300	-	在建
杨房沟	江西	雅中特高压直流	150	-	在建

来源：国投电力公告、中泰证券研究所

- 未受制于平台困扰，新能源贡献部分成长。** 作为国投集团的唯一上市平台，国投电力的发展并未受制于集团平台困扰，公司水火并济、风光互补的特点也侧面反映了这一点。2018 年北疆二期 2×100 万千瓦机组投产后公司再无在手火电机组 CAPEX，当前 CAPEX 除用于建设两河口、杨房沟水电站外，大部分集中在新能源领域。具体主要是海外（英国）陆上和海上风电项目，其中控股 100% 的 Afton Wind Farm Limited 主要负责陆上风电开发和运营，其 50MW 风电项目已于 2018 年 9 月投产运营；参股 25% 的 Beatrice Wind Limited 588MW 项目已于 2019 年 7 月底投入商运；控股 100% 的 Inch Cape Offshore Limited 784MW 海风项目正

在进行前期工作。未来公司有望在水电和新能源发电两个领域提升装机以获得高成长性。

**图表 64：公司控股&参股海外风电项目汇总**

公司名称	项目类型	装机容量 (MW)	状态
Afton Wind Farm Limited	陆上风电	50	投产
Beatrice Wind Limited	海上风电	588	投产
Inch Cape Offshore Limited	海上风电	784	前期工作

来源：国投电力公告、中泰证券研究所

### 福能股份：福建省风电运营龙头、优质海风项目陆续投产增厚业绩

- **福建省风电运营龙头，海上风电项目优质&储量大。**截至 2019 年二季度末公司风电装机量（陆上）为 75.4 万千瓦，是福建省风电运营龙头企业。目前公司核准+在建海上风电项目为 89.8 万千瓦（包括已于三季度末投产的 2.8 万千瓦），所在位置风况资源优越；海上风电储量项目装机量为 200 万千瓦，未来海上风电装机量仍有较大增长空间。
- **中短期优质项目投产增厚利润。**目前公司在建的平海湾 200MW 项目、石城 200MW 项目预计 2019 年部分机组实现并网（10 台，共计 7GW），2021 年底前全部并网（享受 0.85 元/千瓦时电价）并大幅增厚公司利润；长乐外海 498MW 已于 2018 年末核准，目前已经完成风机招标，预计 2019 年年底开工建设。
- **现金流良好，长期看受补贴拖欠影响小。**公司目前除风电业务外还有火电业务，其所拥有的鸿山热电（热电联产）是全国供热量最大的机组，火电业务目前每年可贡献超过 4 个亿归母净利润。与纯粹的新能源运营企业相比，火电盈利将为公司带来部分现金流，使公司未来受补贴拖欠影响相对更小。
- **预测公司 2019-2021 年 EPS 分别为 0.90、0.93、1.09 元，2019 年业绩对应当前 PE 估值仅为 9.9X，维持公司“买入”评级。**

**图表 65：福能股份业绩预测摘要**

指标	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	6,799	9,354	9,951	10,174	10,690
YOY(%)	6.88%	37.57%	6.38%	2.24%	5.07%
归母净利润（百万元）	844	1,050	1,393	1,631	1,908
YOY(%)	-16.86%	24.52%	32.65%	17.06%	16.95%
ROE(%)	8.02%	8.94%	13.98%	14.42%	15.08%
EPS	0.54	0.68	0.90	0.93	1.09
PE	16.37	13.15	9.91	9.57	8.18

来源：中泰证券研究所（股价取自 2019 年 12 月 9 日）

### 华电国际：低估值、高弹性的火电龙头

- **2019 年电价回暖、煤价下行，公司业绩实现大幅增长。**2019 年国内电力市场化竞价行为趋于理性使得市场电让利幅度小幅收窄，整体电价有

所上升。此外，优质产能的不断释放使得动力煤价格中枢下行，火电企业成本端压力逐渐降低。2019 年前三季度公司平均上网电价为 413.59 元/兆瓦时，同比增长 1.99%；归母净利润为 16.95 亿元，同比大幅增长 59.97%。

- **行业供给侧改革加速叠加煤价下行支撑公司业绩持续增长。**2019 年起煤电供给侧改革将首先在西北五个试点省份进行，公司在宁夏有部分火电机组，2019 年前三季度发电量为 118.97 亿千瓦时，占全部发电量（1,582.37 亿千瓦时）的 7.5%，考虑到供给侧改革预期淘汰的将更多是集团层面的落后产能，存量火电机组的利用小时有望回升，从而增厚公司业绩。此外，公司余下机组主要集中在华北、华中、华东、华南等省份，未来若供给侧改革试点扩大化将更加利于公司业绩回暖，叠加成本端煤价中枢的不断下行，公司业绩预计将持续增长。
- **股价破净、弹性较高。**截至 2019 年 12 月 3 日华电国际市净率仅为 0.83，一方面具备了理想的安全边际，另一方面在整个行业有望受益于供给侧改革加速及煤价下行导致的景气度不断回升的背景下估值和股价的弹性均更大。

#### 华能国际：优质的全国火电行业龙头

- **2019 年电价回暖、煤价下行，公司业绩实现大幅增长。**2019 年国内电力市场化竞价行为趋于理性导致市场电让利幅度小幅收窄，整体电价有所上升。此外，优质产能的逐渐释放使得动力煤价格中枢下行，火电企业成本端压力逐渐降低。2019 年前三季度公司平均上网电价为 417.69 元/兆瓦时，同比增长 0.14%；归母净利润为 53.89 亿元，同比大幅增长 170.95%。
- **行业供给侧改革叠加煤价下行支撑公司业绩持续增长。**2019 年起供给侧改革将首先在西北五个试点省份进行，公司在甘肃有部分火电机组，2019 年前三季度发电量为 64.14 亿千瓦时，占全部发电量（3,021.87 亿千瓦时）的 2.12%，考虑到供给侧改革预期淘汰的将更多是集团层面的落后产能，存量火电机组的利用小时有望回升，从而增厚公司业绩。此外，公司余下机组主要集中在华北、华中、华东、华南等省份，未来若供给侧改革试点扩大化将更加利于公司业绩回暖，叠加成本端煤价中枢的不断下行，公司业绩预计将持续增长。

#### 内蒙华电：蒙西供需格局向好提升盈利，高股息率凸显配置价值

- **内蒙地区供需格局向好提升公司火电机组盈利。**前文提到近年来由于蒙西地区工商业电价较低吸引大批中游企业投资建厂带动二产用电量增速以及特高压配套线路不断落地外送多余电量，蒙西地区电力供需格局持续向好，火电机组利用小时不断提升。公司作为蒙西地区的火电龙头，未来有望持续受益区域供需格局向好带来的盈利能力提升（利用小时提升带来成本边际下降、电价让利幅度趋缓）。
- **和林火电机组投产完毕，在手项目仅剩乌达莱风电项目，CAPEX 预期进一步下降。**2019 年 8 月公司发布公告称和林发电公司 2×660MW 电厂两台机组正式开始生产。和林机组投产后目前公司在手项目仅剩乌达莱风电项目（47.5 万千瓦），后续 CAPEX 预期将进一步下降。

- 高股息率极具吸引力。**公司章程中规定最近三年以现金方式累计分配的利润不少于最近三年实现的可分配平均利润的 40%。2019 年 4 月 19 日公司发布的 2019-2021 年股东回报规划中明确提出未来三年公司每年以现金方式分配的利润原则上不少于**当年实现的合并报表可分配利润的 70%且每股派息不低于 0.09 元人民币**。2018 年公司的分红率达到了 73.85%，对应股息率为 2.95%。2019 年前三季度公司归母净利润同比增长 87.89%，按照 70%的分红率则对应股息率可达到 6.03%，高股息率凸显公司战略配置价值。

**图表 66：内蒙华电历年分红比例及对应股息率测算情况**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019E(1)	2019E(2)
EPS	0.36	0.23	0.12	0.06	0.09	0.13	0.23	0.27
每股股利	0.30	0.18	0.06	0.02	0.03	0.10	0.16	0.19
分红率	83.33%	78.26%	50.00%	38.33%	33.33%	73.85%	70%	70%
市价	4.07	6.29	3.19	3.27	2.43	3.25	2.70	2.70
股息率	7.37%	2.86%	1.88%	0.70%	1.23%	2.95%	5.96%	7.00%

来源：内蒙华电公告、中泰证券研究所（股价取自 2019 年 12 月 7 日）

## 风险提示

- **（1）供给侧改革不及预期风险；**在煤电行业供给侧改革进行的过程中，人员安置以及债务问题可能成为阻碍改革推进的主要问题，从而造成供给侧改革不及预期；
- **（2）宏观需求不及预期风险；**当前经济下行压力依然较大，虽然国家逆周期调节不断发力有望稳定经济增速，但当前存在的结构性问题依然可能造成经济增速下行进而造成全社会用电量增速下行；
- **（3）市场电占比扩大风险；**随着国家电力市场化改革的不断推进，电力市场化改革交易机制逐年完善，推动电价市场化程度显著提升。我国电力市场化交易比重由改革前的 14%，提高至 2018 年的近 40%，未来仍将进一步提升。市场电占比的扩大可能导致相关标的电价存在下行压力，进而影响企业盈利能力。



**投资评级说明:**

	评级	说明
股票评级	买入	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 15%以上
	增持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 5%~15%之间
	持有	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在-10%~+5%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数跌幅在 10%以上
行业评级	增持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 10%以上
	中性	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在-10%~+10%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数跌幅在 10%以上

备注: 评级标准为报告发布日后的 6~12 个月内公司股价 (或行业指数) 相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准; 新三板市场以三板成指 (针对协议转让标的) 或三板做市指数 (针对做市转让标的) 为基准; 香港市场以摩根士丹利中国指数为基准, 美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准 (另有说明的除外)。

**重要声明:**

中泰证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 具有中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料, 反映了作者的研究观点, 力求独立、客观和公正, 结论不受任何第三方的授意或影响。但本公司及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证, 且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断, 可能会随时调整。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改, 投资者应当自行关注相应的更新或修改。本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用, 不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议, 本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户, 不构成客户私人咨询建议。

市场有风险, 投资需谨慎。在任何情况下, 本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

投资者应注意, 在法律允许的情况下, 本公司及其本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易, 并可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司及其本公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。

本报告版权归“中泰证券股份有限公司”所有。未经事先本公司书面授权, 任何人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。如引用、刊发, 需注明出处为“中泰证券研究所”, 且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。