



信用等级通知书

信评委函字[2018]跟踪153号

国投电力控股股份有限公司：

受贵公司委托，中诚信证券评估有限公司对贵公司及贵公司已发行的“国投电力控股股份有限公司2016年公司债券（第一期）”和“国投电力控股股份有限公司2016年公司债券（第二期）”的信用状况进行了跟踪分析。经中诚信证评信用评级委员会最后审定，维持上述债项信用等级为AAA，维持本次发债主体信用等级为AAA，评级展望稳定。

特此通告。

中诚信证券评估有限公司
信用评级委员会
二零一八年五月二十五日

国投电力控股股份有限公司 2016 年公司债券（第一期、第二期）跟踪评级报告（2018）

债券名称	国投电力控股股份有限公司 2016 年公司 债券（第一期） 国投电力控股股份有限公司 2016 年公司 债券（第二期）		
债券简称及代码	16 国投电 136793.SH 16 国投控 136838.SH		
发行规模	人民币 7 亿元 人民币 5 亿元		
存续期限	2016/10/27~2021/10/27 2016/11/18~2021/11/18		
上次评级时间	2017/06/13		
上次评级结果	债项级别 AAA 主体级别 AAA	评级展望	稳定
跟踪评级结果	债项级别 AAA 主体级别 AAA	评级展望	稳定

概况数据

国投电力	2015	2016	2017
所有者权益（亿元）	513.90	567.18	607.08
总资产（亿元）	1,835.45	2,032.91	2,082.88
总债务（亿元）	1,202.22	1,305.58	1,329.88
营业总收入（亿元）	312.80	292.71	316.45
营业毛利率（%）	52.21	48.41	40.58
EBITDA（亿元）	229.96	200.00	190.08
所有者权益收益率（%）	19.66	13.86	10.81
资产负债率（%）	72.00	72.10	70.85
总债务/EBITDA（X）	5.23	6.53	7.00
EBITDA 利息倍数（X）	3.49	3.42	3.21

注：1、所有者权益包含少数股东权益，净利润包含少数股东损益；
2、公司将“短期融资券”、“应付融资租赁款”分别计入“其他流动负债”和“长期应付款”，中诚信证评在相关财务指标计算时将其分别计入“短期债务”和“长期债务”。

分析师

梁晓佩 xliang@ccxr.com.cn

杨璐 lyang@ccxr.com.cn

Tel: (021) 60330988

Fax: (021) 60330991

www.ccxr.com.cn

2018 年 5 月 25 日

基本观点

2017 年，国投电力控股股份有限公司（以下简称“国投电力”或“公司”）行业地位继续领先，装机容量和发电量继续增长，保持了很强的盈利能力和业务竞争实力。同时，中诚信证券评估有限公司（以下简称“中诚信证评”）也关注到燃煤价格高企进一步挤压公司盈利空间、水电业务的季节性和周期性等不利因素对公司信用水平可能产生的影响。

综上，中诚信证评维持国投电力主体信用等级 AAA，评级展望为稳定；维持“国投电力控股股份有限公司 2016 年公司债券（第一期）”信用等级为 AAA，维持“国投电力控股股份有限公司 2016 年公司债券（第二期）”信用等级为 AAA。

正 面

- 行业地位显著。公司是除中国五大发电集团之外最大的独立发电企业之一，行业竞争力实力突出。截至 2017 年末，公司控股总装机容量 3,162.00 万千瓦，同比增长 7.98%，2017 年实现发电量 1,289.49 亿千瓦时，同比增长 7.07%。
- 装机容量和发电量继续增长。2017 年 7 月和 9 月，湄洲湾电厂二期 2 台 100 万千瓦的新机组先后投产，当年火电新增可控装机容量 200.00 万千瓦。此外，风电和光伏可控装机容量分别新增 30.55 万千瓦和 3.00 万千瓦。2017 年，公司水电、火电、风电和光伏发电量均有所增长，其中风电发电量增幅显著，达 71.43%。
- 盈利能力依然很强。公司装机结构较为均衡，抗风险能力强。在燃煤价格高企的环境下，2017 年公司实现营业收入 316.45 亿元，同比增加 8.11%；实现净利润 65.59 亿元，同比减少 16.54%，虽然净利润水平有所下降，但依然保持很强的盈利能力。

关 注

- 燃煤价格高企进一步挤压公司盈利空间。2017 年全年市场燃煤价格高企，挤压了公司火电业

务的盈利空间，公司营业毛利率同比下降 7.83 个百分点至 40.58%。

- 水电业务的季节性和周期性。公司水电装机占比较高，截至 2017 年末，公司控股水电装机容量占控股总装机容量的 52.88%。受天气和水文条件等影响，水电业务具有明显的季节性和不确定性，或将对公司的盈利能力造成一定影响。

信用评级报告声明

中诚信证券评估有限公司（以下简称“中诚信证评”）因承做本项目并出具本评级报告，特此如下声明：

1、除因本次评级事项中诚信证评与评级委托方构成委托关系外，中诚信证评、评级项目组成员以及信用评审委员会成员与评级对象不存在任何影响评级行为客观、独立、公正的关联关系。

2、中诚信证评评级项目组成员认真履行了尽职调查和勤勉尽责的义务，并有充分理由保证所出具的评级报告遵循了客观、真实、公正的原则。

3、本评级报告的评级结论是中诚信证评遵照相关法律、法规以及监管部门的有关规定，依据合理的内部信用评级流程 and 标准做出的独立判断，不存在因评级对象和其他任何组织或个人的不当影响而改变评级意见的情况。本评级报告所依据的评级方法在公司网站（www.ccxr.com.cn）公开披露。

4、本评级报告中引用的企业相关资料主要由发行主体或/及评级对象相关参与方提供，其它信息由中诚信证评从其认为可靠、准确的渠道获得。因为可能存在人为或机械错误及其他因素影响，上述信息以提供时现状为准。中诚信证评对本评级报告所依据的相关资料的真实性、准确度、完整性、及时性进行了必要的核查和验证，但对其真实性、准确度、完整性、及时性以及针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的陈述或担保。

5、本评级报告所包含信息组成部分中信用级别、财务报告分析观察，如有的话，应该而且只能解释为一种意见，而不能解释为事实陈述或购买、出售、持有任何证券的建议。

6、本评级报告所示信用等级自本评级报告出具之日起至本期债券到期兑付日有效；同时，在本期债券存续期内，中诚信证评将根据《跟踪评级安排》，定期或不定期对评级对象进行跟踪评级，根据跟踪评级情况决定是否调整信用等级，并按照相关法律、法规对外公布。

行业关注

2017 年全国用电增速同比提高，服务业用电量持续增长；全国发电装机结构进一步优化，新增非化石能源发电装机容量创历年新高，煤电装机增速放缓；发电量持续快速增长，弃风弃光问题明显改善，风电和光伏发电设备利用小时数同比提高

电力生产行业是关系国计民生的公用事业行业，其发展与宏观经济走势密切相关，全社会用电量增速一直被视作经济形势的晴雨表。2017 年，全国全社会用电量 6.3 万亿千瓦时，全社会用电量同比增长 6.6%，增速同比提高 1.6 个百分点，人均用电量 4,538 千瓦时，人均生活用电量 625 千瓦时。

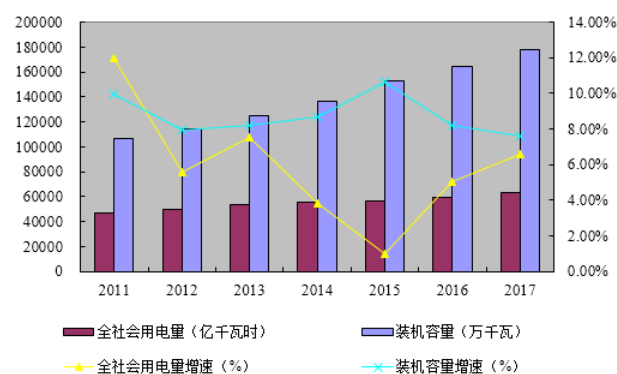
从电力消费结构来看，全国电力消费结构持续优化，2017 年我国一、二、三产及城乡居民生活用电量占全社会用电量的比重分别为 1.8%、70.4%、14.0%和 13.8%¹；其中，与上年相比，第三产业和居民生活用电量比重继续分别同比提高 0.5 和 0.2 个百分点，受四大高耗能行业用电占比下拉的影响第二产业比重同比降低 0.7 个百分点。

细分来看，2017 年，我国第二产业及其制造业用电同比分别增长 5.5%和 5.8%，增速为 2014 年以来的最高水平。其中，国家创新发展持续发力，战略性新兴产业、高技术产业、装备制造业等新兴产业快速发展，装备制造业和高技术产业用电量持续快速增长，具有代表性的通用及专用设备制造业、交通运输/电气/电子设备制造业、医药制造业用电量分别增长 10.3%、10.3%和 8.2%，增速均同比提高；传统产业中的四大高耗能行业用电增长 4.0%，增速逐季回落。第三产业用电同比增长 10.7%，继续保持较快的增长速度。其中，随着部分省份大数据综合试验区的逐步建成和投运，信息业用电量高速增长，当期同比增长 14.6%；而交通运输/仓储和邮政业用电量同比增长 13.3%，主要为电动汽车在城市公共交通领域快速推广、电气化铁路运输快速增长以及电商零售业等新业态的高速增长等因素所致。随着电能替代在居民生活领域加快推进，城

乡居民生活用电继续保持快速提升，当期增长 7.8%。

虽然近年来我国用电需求增速有所放缓，但发电设备装机容量仍保持较快增速，发电装机结构清洁化趋势明显。截至2017年末，全国全口径发电装机容量17.8亿千瓦、同比增长7.6%；其中，非化石能源发电装机容量6.9亿千瓦，占总发电装机容量的比重为38.7%，同比提高2.1个百分点。全国新增发电装机容量13,372万千瓦，其中，新增非化石能源发电装机8,988万千瓦，均创历年新高；同时，新增并网风电和光伏呈现出向东、中部地区转移趋势。具体来看，全年新增水电装机1,287万千瓦；新增并网风电装机1,952万千瓦，其中，东、中部地区占58.9%，同比提高8.8个百分点；新增并网太阳能发电装机5,338万千瓦，同比增加2,167万千瓦，82.4%的新增装机集中在东、中部地区，同比提高19.6个百分点。新增煤电装机3,855万千瓦，同比减少142万千瓦。根据国家发展改革委、国家能源局发布的《电力发展“十三五”规划（2016~2020年）》，我国将加快煤电转型升级，积极发展非化石能源消费，按照非化石能源消费比重达到15%的要求，“十三五”期间力争淘汰火电落后产能2,000万千瓦以上，取消和推迟煤电建设项目1.5亿千瓦以上，到2020年全国煤电装机规模将力争控制在11亿千瓦以内，占比降至约55%；非化石能源发电装机将达到7.7亿千瓦左右，占比约39%。未来非化石能源装机占比将持续提升。

图 1：2011 年以来我国电力消费与发电装机增长情况



资料来源：中国电力企业联合会，中诚信证评整理

从发电量来看，2017 年全国全口径发电量 6.42 万亿千瓦时，同比增长 6.5%；其中，非化石能源发电量同比增长 10.0%，占总发电量比重为 30.4%，

¹ 数据参考中国电力企业联合会发布的《2017 年全国电力工业统计快报一览表》。

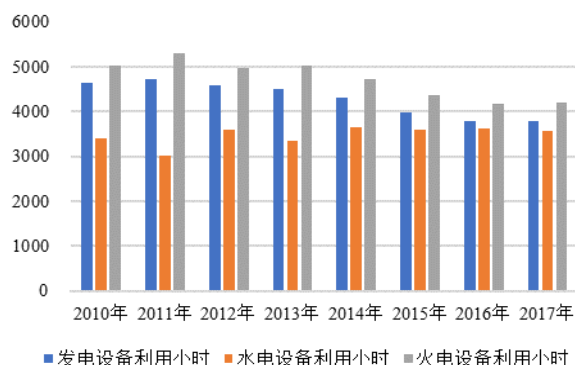
同比提高 1.0 个百分点。全口径并网太阳能发电、并网风电、核电发电量分别增长 75.4%、26.3%和 16.5%；全口径水电发电量增长 1.7%，增速同比回落 3.9 个百分点。全口径火电发电量同比增长 5.2%，增速同比提高 2.9 个百分点；其中，煤电发电量同比增长 4.8%，增速同比提高 3.6 个百分点，煤电发电量占总发电量比重为 64.5%，同比降低 1.0 个百分点。

上网电价方面，2013 年以来，国家发改委和国务院多次下调全国燃煤发电上网电价，电价持续低迷；2017 年 7 月，火电上网电价在持续 4 年下调后，迎来首次上调。2016 年下半年以来，燃煤价格高企，火电企业经营压力增加，2017 年，国家发改委下发《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》，该通知规定自 2017 年 7 月 1 日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项基金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准降低 25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价，缓解燃煤发电企业经营困难。

从电设备利用小时数看，2017 年全国发电设备利用小时 3,786 小时，与上年大体持平。其中，受上年高基数等因素影响，水电设备利用小时 3,579 小时，同比降低 40 小时。受电力消费较快增长、水电发电量低速增长等多因素综合影响，全国火电设备利用小时 4,209 小时，同比提高 23 小时，其中煤电设备利用小时 4,278 小时，同比略有提高。核电设备利用小时 7,108 小时，同比提高 48 小时。2017 年弃风、弃光问题明显改善，全国并网风电、太阳能发电设备利用小时分别为 1,948 小时和 1,204 小时，同比分别提高 203 小时和 74 小时，其中，西北区域风电、太阳能发电设备利用小时分别提高 380 小时和 146 小时。

图 2：2010~2017 年全国 6,000 千瓦及以上电力设备利用小时数

单位：小时



资料来源：中电联，中诚信证评整理

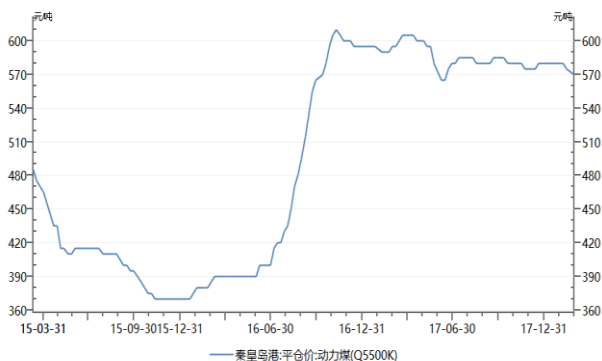
总体来看，由于当前国内经济增速放缓，国内电力供需形势显现为整体宽松，部分地区过剩，短期内全社会用电量还将继续维持低速增长态势；以煤炭为主的能源结构决定了燃煤发电机组在我国电源结构中的主导地位，但在国家节能减排战略的推进下，未来非化石能源占比将持续提升，火电企业将持续承压，其设备利用小时数也将保持较低水平；随着国家一系列促进新能源消纳政策发挥效力，弃风、弃光现象得到一定缓解，风电及太阳能发电利用效率有所提升。

2017 年全年煤炭价格高位运行，我国火电企业盈利呈现不同程度的下降；2017 年光伏电价及补贴双降以及电力市场改革对煤电企业盈利能力的影响值得关注

煤炭为火电行业的主要原料，占火电企业生产成本 50%左右，价格变动对火电行业成本影响较大。2017 年全年煤炭价格高位运行，截至 2017 年末，秦皇岛动力煤 5,500 大卡平仓价为 580 元/吨，同比下降 2.86%。此外，近年来随着我国火电技术水平提升，高参数、大容量、高效机组比例不断提高，供电煤耗持续下降。2017 年，全国 6,000 千瓦及以上火电机组供电标准煤耗由 2016 年的 312 克/千瓦时下降至 309 克/千瓦时。

图 3：2015 年 1 月~2017 年 12 月秦皇岛动力煤 Q5,500

平仓价走势图



数据来源：Wind 数据，中诚信证评整理

2013 年以来，国家连续四次下调燃煤发电上网电价，每次下调幅度大约在每千瓦时 3 分以内。2016 年末，国家发改委按照煤价变化周期测算电价调整水平不足以启动联动机制，经报批后，决定 2017 年 1 月 1 日暂不启动联动机制。2017 年全年煤价高企，国家发改委下发《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》，该通知规定自 2017 年 7 月 1 日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项基金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准降低 25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价，缓解燃煤发电企业经营困难。

光伏电价方面，国家发展改革委《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格[2013]1638 号）明确全国分三类资源区实行不同的光伏标杆上网电价政策。2016 年，国家发改委下发了《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729 号），自 2017 年 1 月 1 日起，一类至三类资源区新建光伏电站的标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.6 元、0.75 元、0.85 元，分别比 2016 年每千瓦时下调 0.15 元、0.13 元、0.13 元，并将根据成本变化情况每年调整一次。2017 年 12 月 19 日，国家发改委发布《关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》（发改价格规[2017]2196 号），文中提出，降低 2018 年 1 月 1 日之后投运的光伏电站标杆上网电价，I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.55 元、0.65 元、0.75 元（含税）。并自 2019 年起，纳入财政补贴年度规模管理的光伏发电项目全部按

投运时间执行对应的标杆电价。2018 年 1 月 1 日以后投运的、采用“自发自用、余量上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低 0.05 元，即补贴标准调整为每千瓦时 0.37 元（含税）。

总体来看，2017 年实体经济稳中向好，全国用电需求增速回升，清洁能源装机占比进一步提高；弃风弃电问题有所改善，风电及光伏发电设备利用小时数同比提高。2017 年全年煤价高企压缩了煤电企业的利润空间，同时，电力市场改革对电力企业盈利的影响值得关注。

《水电发展“十三五”规划》公布，水电装机增速明显放缓，常规水电以六大水电基地建设为重点；为支持水电行业发展，国家出台水电企业增值税优惠政策，装机容量超过 100 万千瓦的水电站，对其增值税超过一定比例部分实行即征即退，该政策将有利于水电企业缓解成本压力

2016 年 11 月 29 日，国家能源局正式发布《水电发展“十三五”规划》，规划指出，“十二五”期间，全国新增水电投产装机容量 1.03 亿千瓦，年均增长 8.1%，截至 2015 年末，全国水电总装机容量达到 3.20 亿千瓦，远超“十二五”预期规模 2.90 亿千瓦，主要是常规水电站发展超预期；规划明确“十三五”期间新增大中型水电站 0.38 亿千瓦，抽水蓄能电站 0.17 亿千瓦，小水电 0.05 亿千瓦，到 2020 年末全国水电总装机容量达到 3.80 亿千瓦，年均增长率降至 3.5%，增速大幅放缓，一方面系目前电力行业已经处于供给过剩的状态，另一方面也存在国内水电开发趋于饱和的因素。规划指出继续推进大型水电基地建设，加快抽水蓄能电站建设，同时严格控制中小水电开发。

常规水电方面，规划指出以六大水电基地建设为核心，持续打造“西电东送”能源基地；具体建设重点为基本建成长江上游、黄河上游、乌江、南盘江红水河、雅砻江、大渡河六大水电基地，加快金沙江流域水电基地建设的推进速度，增加“西电东送”的规模。“十三五”期间主要规划投产的大型水电站主要集中在黄河上游、大渡河和金沙江水电基地，分别规划投产 384.2 万千瓦、512.73 万千瓦和

580 万千瓦。为保障西部水电基地的发展，规划同时要求加快配套送出工程建设以减轻弃水问题，加强研究流域梯级联合调度以提高水能资源利用效率，以及完善水电发展政策体系以促进水电消纳等。

此外，为支持水电行业发展，统一和规范大型水电企业增值税政策，2014 年 3 月 12 日，经国务院批准，财政部、国家税务总局明确了大型水电企业增值税优惠新政：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 2013 年 1 月 1 日至 2015 年 12 月 31 日，对其增值税实际税负超过 8% 的部分实行即征即退政策；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。2017 年 9 月，国家能源局综合司下发了征求对《关于减轻可再生能源领域涉税费用负担的通知》意见的函，该通知中规定将水电增值税率由 17% 下调为 13%；将 100 万千瓦以上大型水电现行的“增值税实际税负超过 12% 的部分即征即退”政策延续至 2020 年结束，2020 年以后增值税率也仅提高 1%。相关政策的出台将在全国范围内鼓励水电等清洁能源开发，在一定程度上缓解大型水电企业的税负压力，提高其盈利能力。

总体来看，“十三五”期间水电装机增速将大幅放缓，常规水电以六大水电基地为建设重点；水电企业增值税优惠政策将有利于水电企业缓解成本压力。

业务运营

2017 年，受益于公司新建项目投产，发电量增加以及火电上网电价同比提高，公司全年共实现营业收入 314.23 亿元，同比增加 7.98%；公司全年实现净利润 65.59 亿元，同比减少 16.54%。截至 2017 年末，公司可控装机容量 3,162.00 万千瓦，同比增长 7.98%。其中，水电、火电、风电和光伏发电可控装机容量分别为 1,672.00 万千瓦、1,375.60 万千瓦、98.60 万千瓦和 15.80 万千瓦，分别占可控装机容量的 52.88%、43.50%、3.12% 和 0.50%。公司电源结构以水为主、水火均衡，以水为主的电源结构具有成本优势和环保优势，抗风险能力强。

从电力资产的区域分布来看，目前公司水电资产主要位于四川、甘肃和云南三省，火电资产主要分布于西部内陆地区以及福建省、广西省、安徽省和天津市等地，基本形成了全国布局。从收入的区域分布来看，2017 年来源于四川省的收入比重达到 51.77%，主要为雅砻水电发电收入，其次为福建省和天津市，均为火力发电业务，收入占主营业务收入的比重分别为 10.38% 和 9.83%。

未来，公司将有序推进雅砻江流域水电开发和风光水互补清洁能源示范基地建设，严控国内煤电项目开发，合理布局新能源，积极探索配售电、储能、能源互联网等新业务，稳妥开拓境外投资业务。

2017 年公司水电装机无新增，杨房沟和两河口水电项目建设周期较长，目前仍处于在建状态。公司水电板块经营稳定，保持极强的竞争实力，仍为公司主要盈利点

截至 2017 年末，公司可控水电装机容量为 1,672.00 万千瓦。公司持股 52% 的雅砻江水电，是雅砻江流域唯一水电开发主体，该流域可开发装机容量约 3,000 万千瓦，截至 2017 年末，下游电站已开发完毕（上游及中游目前无投产电站），雅砻江水电总装机容量 1,470 万千瓦，占公司控股水电总装机容量的 87.92%。中游的杨房沟、两河口两座水电站仍处于在建状态，预计 2021 年投产。2017 年，受水电上网电价下降影响，公司水电业务收入共计 177.43 亿元，同比小幅下降 1.02%。

表 1：截至 2017 年末公司控股水电电力资产情况

电厂名称	持股比例 (%)	装机结构 (万千瓦)	2017 年发电量 (亿千瓦时)
雅砻江水电	52.00	1,470	724.00
国投大朝山	50.00	135	75.06
国投小三峡	60.45	67	31.10
合计	-	1,672	830.16

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

从发电设备利用小时数来看，受益于雅砻江锦屏一、二级水电站陆续投产、锦官电源组发电能力大幅提升以及锦西水库发挥补偿效益、汛期负荷率较高等因素，2017 年公司水电设备利用小时数为 4,965 小时，同比增加 143 小时，远超当年全国平均水电利用小时数。由此，当年公司控股水电站整体发电量也有所增长，达 830.16 亿千瓦时，同比增

加 3.17%。

表 2：2015~2017 年公司控股水电业务主要经营指标

指标	2015	2016	2017
控股装机容量（万千瓦）	1,657	1,672	1,672
设备利用小时	4,592	4,822	4,965
全国平均水电利用小时数	3,590	3,619	3,579
发电量（亿千瓦时）	743.52	804.69	830.16
上网电量（亿千瓦时）	739.63	800.33	825.65
平均上网电价（元/千瓦时）（含税）	0.290	0.262	0.251

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

上网电价方面 2017 年，公司水电平均上网电价为 0.251 元/千瓦时，同比下降 0.011 元/千瓦时，主要系雅砻江水电锦官电源组送江苏上网电价降价、送四川和重庆让利、市场化交易电量增大所致。

总体来看，2017 年公司水电板块经营稳定，依然保持极强的竞争实力，仍为公司主要盈利点。值得关注的是，水电业务具有明显的季节性和周期性，因此其盈利能力也表现出季节性和周期性波动。

受益于新机组投产，2017 年公司火电控股装机容量增加，发电量有所增加，加之火电上网电价上调，火电业务收入亦有所增长

2017 年 7 月和 9 月，湄洲湾电厂二期 2 台 100 万千瓦的新机组先后投产，截至 2017 年末，公司投入运营的控股火电企业为 9 家，火电控股装机容量为 1,375.60 万千瓦，较上年末增加 200.00 万千瓦。

表 3：截至 2017 年末公司控股火电电力资产情况

电厂名称	持股比例（%）	控股装机（万千瓦）	2017 年发电量（亿千瓦时）
靖远二电	51.22	132.00	25.08
华夏电力	56.00	120.00	46.01
国投北部湾	55.00	64.00	28.92
国投北疆	64.00	200.00	99.67
国投宣城	51.00	129.00	59.09
国投钦州	61.00	326.00	67.11
国投伊犁	60.00	66.00	27.03
国投盘江	55.00	60.00	27.75
湄洲湾一期	51.00	78.60	32.62
湄洲湾二期	51.00	200.00	28.53
合计	-	1,375.60	441.81

注：以上数据均经四舍五入处理，故单项求和数与合计数存在尾差
数据来源：公司提供，中诚信证评整理

2017 年，公司完成火电发电量 441.80 亿千瓦

时，同比增加 13.56%。受国内用电量增速放缓、电力市场竞争加剧影响，控股火电企业设备平均利用小时数为 3,543 小时，较上年减少 158 小时。

上网电价方面，2017 年，国家发改委自 2013 年以来首次上调火电上网电价，当年公司火电机组平均含税上网电价同比提高 5.62%至 0.357 元/千瓦时。

供电煤耗方面，公司已投产火电机组单机装机容量均大于 30 万千瓦，且火电机组全部配备了脱硫、脱硝装置，公司火电企业各主要运营指标不断优化。截至 2017 年末，公司供电煤耗为 307.10 克/千瓦时，同比下降 3.93 克/千瓦时，供电煤耗低于全国平均水平。

表 4：2015~2017 年公司控股火电企业主要业务指标

	2015	2016	2017
控股装机容量（万千瓦）	975.6	1,175.6	1,375.6
发电量（亿千瓦时）	386.67	389.04	441.80
上网电量（亿千瓦时）	360.67	362.34	412.59
发电机组平均利用小时	4,105	3,701	3,543
全国发电机组平均利用小时	4,364	4,186	4,209
单位供电煤耗（克/千瓦时）	313.28	311.03	307.10
平均含税上网电价（元/千瓦时）	0.391	0.338	0.357

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

煤炭采购方面，2017 年全年燃煤价格高企，公司火电企业运营成本有所上升，2017 年公司长协煤到厂标煤价格（不含税）为 650.77 元/吨，同比上涨 36.53%；市场煤到厂标煤价格（不含税）为 568.46 元/吨，同比上涨 32.52%。全年公司煤炭采购量为 2,199 万吨，其中长协煤采购量较大。

表 5：2015~2017 年公司煤炭采购情况

单位：万吨、元/吨			
	2015	2016	2017
长协煤采购数量	946	1,044	1,318
长协煤到厂标煤价格（不含税）	449.76	476.66	650.77
市场煤采购数量	824	833	881
市场到厂标煤价格（不含税）	422.62	428.96	568.46

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

总体来看，受火电上网电价上调影响，2017 年公司火电业务实现收入 126.67 亿元，同比增长 20.80%，火电业务整体收入规模有所上升。

公司新能源业务发展加快，2017 年限电问题有所缓解，公司风电及光伏发电量均有所增长，但对收入及盈利的影响仍然较小

2017 年，公司新能源业务发展较快，截至 2017 年末，风电可控装机容量达 98.60 万千瓦，较上年末新增 30.55 万千瓦；太阳能可控装机容量为 15.80 万千瓦，较上年末新增 3.00 万千瓦。

表 6：截至 2017 年末公司控股风电资产情况

电厂名称	持股比例 (%)	控股装机 (万千瓦)
国投白银风电	64.89	9.45
国投青海风电	51.65	9.90
景峡风电	64.89	10.00
烟墩风电	64.89	10.00
国投哈密三塘湖	64.89	4.95
国投酒泉一风电	42.18	9.90
国投酒泉二风电	64.89	20.10
国投云南风电	64.89	9.60
国投吐鲁番风电	64.89	4.95
哈密淖毛湖	64.89	4.95
国投楚雄		
武定三月山	58.40	4.80
合计	-	98.60

数据来源：公司提供，中诚信证评整理

从业务运营情况来看，风电业务方面，2017 年限电情况有所缓解，发电量和风电设备利用小时数同比显著增长。公司全年实现风电发电量 15.24 亿千瓦时，同比增加 71.43%；风电设备利用小时为 1,759 小时，同比增加 378 小时。2017 年，公司风电业务实现收入 5.33 亿元，较上年增加 56.21%。

光伏发电业务方面，公司于 2009 年开始涉足光伏发电业务，业务开展时间较短，发电资产规模较小。2017 年，公司实现光伏发电量 2.30 亿千瓦时，同比增加 32.18%；光伏发电设备利用小时数为 1,499 小时，同比减少 22 小时。2017 年，公司光伏业务实现收入 1.96 亿元，同比上升 32.30%，主要系是因为宾川岩溯光伏电站 2016 年下半年投产以及光伏电站弃光率有所下降。

总体来看，2017 年，公司风力发电发展有所加快，但整体业务规模依然较小，光伏发电规模较小且增长较慢，规模和盈利能力有限，火电和水电依然是公司收入和利润的主要来源。

公司项目储备丰富，未来业务规模仍有较大的增长空间；但随着在建和拟建项目的后续推进，公司未来或将面临一定的资本支出压力

截至 2017 年末，公司主要在建电力项目总装机容量 659.40 万千瓦，总投资额 985.71 亿元，截至 2017 年末已投资 363.42 亿元，其中水电项目 450 万千瓦，火电项目 200 万千瓦，风电项目 9.4 万千瓦。

具体来看，在建的火电和风电项目分别为装机 200 万千瓦北疆二期和 9.4 万千瓦的广西浦北风电，北疆二期预计于 2018 年投产。雅砻江流域下游水电站已经全部开发完毕，两河口和杨房沟水电项目均系公司目前重点开发的雅砻江中游水电项目。两河口水电站设计装机容量 300 万千瓦，年设计发电量为 110 亿千瓦时；杨房沟水电站设计装机容量 150 万千瓦，单独运行时年均设计发电量 59.623 亿千瓦时，与已核准建设的上游两河口水库电站联合运行时年均设计发电量 68.557 亿千瓦时。两个项目规模较大，建设期较长，投入资金亦较大。截至 2017 年末，按照计划总投资金额，两河口和杨房沟水电项目尚需分别投入 409.24 亿元和 151.73 亿元。2017 年 11 月，公司发布配股预案募集资金总额不超过人民币 70 亿元（含 70 亿元）用于上述两个项目建设，该预案已于 2018 年 2 月获得国务院国资委批准。整体来看，公司资源储备丰富，未来随着在建及拟建项目的投运，装机容量将进一步提升。

表 7：截至 2017 年末公司主要在建电力项目情况

项目	机组类型	设计装机容量 (万千瓦)	总投资 (亿元)	截至 2017 年末已投资 (亿元)	预计投产时间
北疆二期	火电	200	112.00	58.72	2018
两河口	水电	300	664.87	255.63	2021
杨房沟	水电	150	200.02	48.29	2021
广西浦北风电	风电	9.40	8.82	0.78	待定
合计	-	659.40	985.71	363.42	-

数据来源：公司定期报告，中诚信证评整理

随着电源建设项目的持续推进，清洁能源规模将不断增加，公司电力资产结构将继续保持在较好水平。同时，随着在建和拟建项目的增多，公司资金需求将显著增加，未来或将面临一定的资本支出

压力。

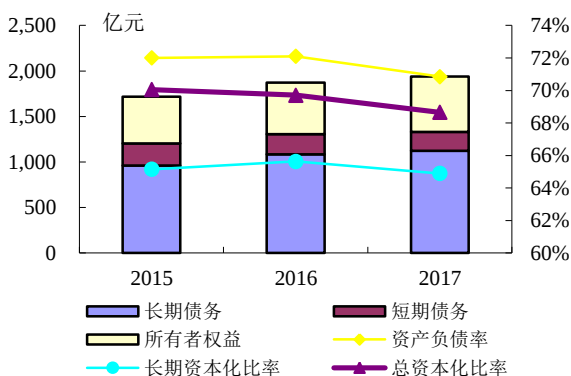
财务分析

以下财务分析基于公司提供的经立信会计师事务所（特殊普通合伙）审计并出具标准无保留意见的 2015~2017 年审计报告。公司财务报表均按新会计准则编制，均为合并口径数据。

资本结构

2017 年，随着多个在建项目的持续推进，公司资产总额持续扩大，截至 2017 年末，公司总资产为 2,082.88 亿元，同比增长 2.46%。同期，公司总负债为 1,475.80 亿元，同比增长 0.69%。所有者权益方面，随着公司盈利的增长及留存收益的积累，截至 2017 年末，公司所有者权益为 607.08 亿元，同比增长 7.03%。

图 4：2015~2017 年末公司资本结构分析



数据来源：公司定期报告，中诚信证评整理

从资产结构来看，公司资产主要为非流动资产，截至 2017 年末，公司非流动资产 1,960.13 亿元，占资产总额的 94.11%。公司非流动资产主要由固定资产和在建工程构成，截至 2017 年末，上述两项在非流动资产中的占比分别为 68.61% 和 23.48%，其中固定资产主要系厂房及其他建筑物和机器设备等；主要为在建发电工程，其中大部分为水电工程。

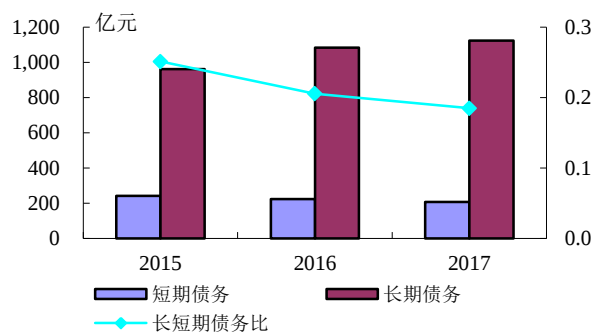
从负债结构来看，公司负债主要为非流动负债，截至 2017 年末，公司非流动负债 1,135.25 亿元，占负债总额的 76.92%。公司非流动负债主要由长期借款、应付债券和长期应付款构成。截至 2017 年末，长期借款为 1,088.87 亿元，同比增加 5.17%，主要系信用借款的增加；应付债券为 30.00 亿元，

与上年持平；长期应付款为 8.48 亿元，同比减少 63.10%，主要是部分融资租赁款项到期偿还所致。

从财务杠杆比率来看，公司经营情况良好，资金充沛以及自有资本实力持续提升，财务杠杆比率有所下降。截至 2017 年末，公司资产负债率和总资本化比率分别为 70.85% 和 68.66%，同比分别下降 1.25 和 1.06 个百分点。

债务规模方面，随着公司在建项目的资金投入，外部融资需求相应增加，截至 2017 年末，公司总债务为 1,329.88 亿元，同比增加 1.86%。从债务期限结构来看，截至 2017 年末，公司短期债务、长期债务分别为 207.44 亿元和 1,122.45 亿元，长短期债务比为 0.18，同比下降 0.03，债务期限结构进一步优化。总体来看，公司以长期债务为主的债务结构符合电力行业投资规模大、投资回报期长的特点。

图 5：2015~2017 年末公司债务结构分析



数据来源：公司定期报告，中诚信证评整理

总体来看，近年来随着在建项目的推进，公司资产和债务规模有所增长；得益于利润不断累积，所有者权益亦保持增长；财务杠杆有所下降但总体处于较高水平。目前公司主要在建项目为水电站，投资周期较长，与公司以长期债务为主的期限结构较为匹配，债务期限结构较为合理。

盈利能力

2017 年，受益于国投湄洲湾二期投产、国投钦州二期于 2016 年下半年投产后全年发挥效力以及国投北部湾签订大用户直供合同，火电发电量有所增长，加之下半年火电上网电价上调，当年公司实现火电业务收入 126.66 亿元，同比增加 7.98%。同期，受雅砻江水电市场化交易电量比重提高及国投

大朝山因政策性收费电价降低的影响，全年公司实现水电业务收入 177.43 亿元，同比减少 1.02%。

营业毛利率方面，2017 年全年燃煤价格高企，水电上网电价继续下降，公司营业毛利率同比下降 7.83 个百分点至 40.58%，但整体仍然处于较高水平。

期间费用方面，2017 年公司加大还款力度，费用化债务规模减少，财务费用相应有所减少；同年，湄洲湾二期投产，公司管理费用有所增加。2017 年公司共计发生期间费用 58.84 亿元，三费收入占比为 18.59%，同比下降 1.85 个百分点。

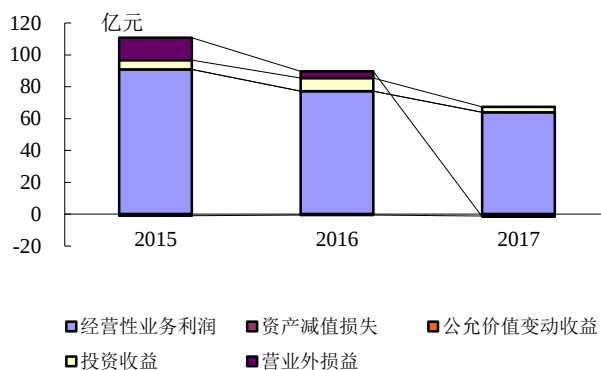
表 8：2015~2017 年公司三费情况分析

单位：亿元、%			
	2015	2016	2017
销售费用	0.07	0.06	0.08
管理费用	8.67	9.36	9.99
财务费用	58.90	50.42	48.78
三费合计	67.64	59.84	58.84
营业总收入	312.80	292.71	316.45
三费收入占比	21.62	20.44	18.59

数据来源：公司定期报告，中诚信证评整理

利润总额方面，公司利润总额主要由经营性业务利润、投资收益和营业外损益构成，其中经营性业务利润占利润总额的 80% 以上。2017 年，公司全年实现经营性业务利润 63.94 亿元，同比下降 17.27%；同期，公司联营的火电企业经营业绩普遍下滑，当年共取得投资收益 3.46 亿元，同比减少 57.22%；营业外损益为 -0.40 亿元，同比大幅减少 109.36%，主要系当年固定资产处置损失上升所致。另外，公司对外担保企业东源曲靖能源有限公司（以下简称“东源曲靖”）2016 年发生违约，公司对尚未解除的担保责任全额计提了预计负债 4.27 亿元，2017 年公司代偿了 4 期逾期未付租金，并对剩余未解除担保责任金额 2.83 亿元全额计提预计负债。总体受以上因素的共同影响，公司 2017 年利润总额同比下降 15.73% 至 75.14 亿元。

图 6：2015~2017 年公司利润总额结构分析



数据来源：公司定期报告，中诚信证评整理

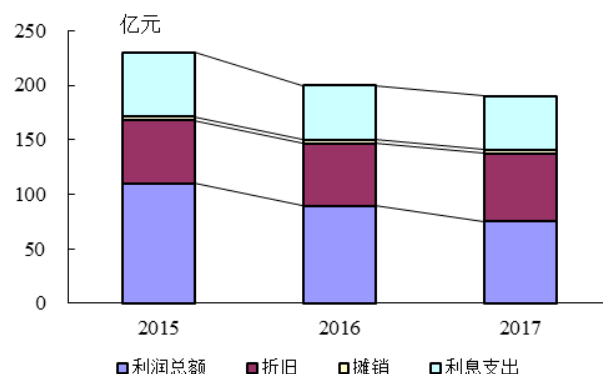
总体来看，公司装机容量的不断增加推动公司发电能力的提升。虽然受燃煤价格高企及水电价格下调等因素影响，2017 年公司利润规模同比有所减少，但公司营业毛利率水平依然保持在较高水平，利润总额规模较大，公司整体盈利能力很强。

偿债能力

2017 年，随着公司电源建设项目的持续推进，公司营运资金需求增加，债务规模略有增长。截至 2017 年末，公司总债务为 1,329.88 亿元，同比增加 1.86%。

从 EBITDA 构成来看，公司 EBITDA 主要由利润总额、固定资产折旧和利息支出构成。2017 年公司利润总额和利息支出有所下降，当年公司 EBITDA 同比减少 4.96% 至 190.08 亿元。

图 7：2015~2017 年公司 EBITDA 结构分析



数据来源：公司定期报告，中诚信证评整理

从偿债能力指标看，2017 年公司总债务/EBITDA 为 7.00 倍，同比上升 0.47 倍，EBITDA 利息倍数为 3.21 倍，同比下降 0.21 倍，EBITDA 对债务本息的保障程度有所减弱但仍然较好。同期公司经营活动净现金/总债务和经营活动净现金/利息

支出分别为 0.14 倍和 3.06 倍，同比分别减少 0.01 倍和 0.20 倍，公司经营活动净现金流对债务本息的保障程度有所减弱但仍然较强。

表 9：2015~2017 年公司主要偿债能力指标

财务指标	2015	2016	2017
总债务（亿元）	1,202.22	1,305.58	1,329.88
EBITDA（亿元）	229.96	200.00	190.08
资产负债率（%）	72.00	72.10	70.85
总资本化比率（%）	70.05	69.71	68.66
经营活动净现金流（亿元）	228.97	190.67	181.41
EBITDA 利息倍数（X）	3.49	3.42	3.21
总债务/EBITDA（X）	5.23	6.53	7.00
经营净现金/总债务（X）	0.19	0.15	0.14
经营净现金/利息支出（X）	3.47	3.26	3.06

数据来源：公司定期报告，中诚信证评整理

截至 2017 年末，公司拥有多家银行共计 2,740.27 亿元的授信额度，其中未使用授信额度为 1,507.04 亿元，为其未来的资金平衡提供了较好保障。同时，公司作为上市公司，股权融资渠道畅通，财务弹性良好。

对外担保方面，截至 2017 年末，公司对外担保余额为 16.86 亿元，占 2017 年末净资产的 2.78%，包括对 PT.Lesteri Banten Energi（以下简称“PTLBE”）的担保 7.92 亿元、对 LLPL 的担保 6.07 亿元和对东源曲靖融资租赁款的担保 2.83 亿元人民币以及对 Beatrice Offshore Windfarm Limited（以下简称“BOWL”）的担保 0.03 亿元。公司于 2016 年 5 月 31 日完成对新加坡 LLPL42.11%股权的收购，LLPL 主要从事火电投资管理，目前经营情况正常。PTLBE 是 LLPL 持股 95%的公司，公司间接持有其 40%的股权，主要从事火力发电，公司的该笔担保主要是为 PTLBE 的项目融资提供担保。公司于 2016 年 5 月 20 日完成对英国 Red Rock100%股权的收购，从而间接持有 Red Rock 下属公司 BOWL25%的股权，BOWL 主要经营位于苏格兰北部东海岸的海上风电项目，该笔担保主要是为该项目融资提供担保。公司于 2013 年 12 月为东源曲靖向兴业金融租赁有限责任公司（以下简称“兴业金融租赁”）金额 5 亿元、期限为 6 年的融资租赁提供信用担保，2014 年公司与云南东源煤业集团有限公司（以下简称“东源煤业”）签订产权交易合同转

让东源曲靖 55.4%股权，同时约定东源煤业于股权受让工商变更登记后 180 日内（2014 年 12 月 21 日前）解除国投电力的担保责任，截至 2018 年 3 月 21 日，公司担保责任解除仍未完成。另外，公司基于上述担保而可能于未来取得的对标的企业的追偿权，东源煤业及云南煤化工集团有限公司（以下简称“云煤化集团”）已提供连带责任反担保。截至 2016 年 3 月 18 日，东源曲靖已按期足额支付《融资租赁租赁合同》前 9 期租金，但因其无力全额偿付第 10~17 期租金，截至 2018 年 3 月 21 日，公司为其代偿融资租赁款项共计 25,153.91 万元。同时，云南省昆明市人民法院于 2016 年 8 月 23 日受理了对云煤化集团的重整申请，2017 年 7 月 3 日，云煤化集团重整计划经债权人会议表决通过并获得昆明中院裁定批准。根据重整计划，云煤化集团拟以现金、持有的云南云维股份有限公司（以下简称“云维股份”）股票及云煤化集团自身股权作为偿债资源实现对普通债权人名义 100%清偿。截至 2018 年 3 月 21 日，公司共计收到 1,695,123 股云维股份股票、0.31%的云煤化集团股权，598.28 万元现金。公司承担的担保余额占净资产的比重较小，预计整体风险可控。

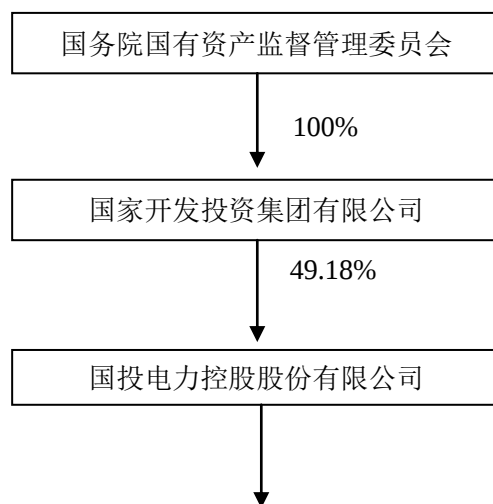
未决诉讼方面，截至 2017 年末，公司无重大未决诉讼、仲裁事项。

总体来看，近年来随着新建电力机组的陆续投运，公司装机容量进一步扩大，电力行业特性及以水电为主的特点使得公司具备极强的盈利能力及获现能力，能够对债务本息形成良好的保障；同时，随着电力资产规模的扩大以及电力结构的调整，公司未来收入规模仍有一定提升空间，公司整体偿债能力极强。

结 论

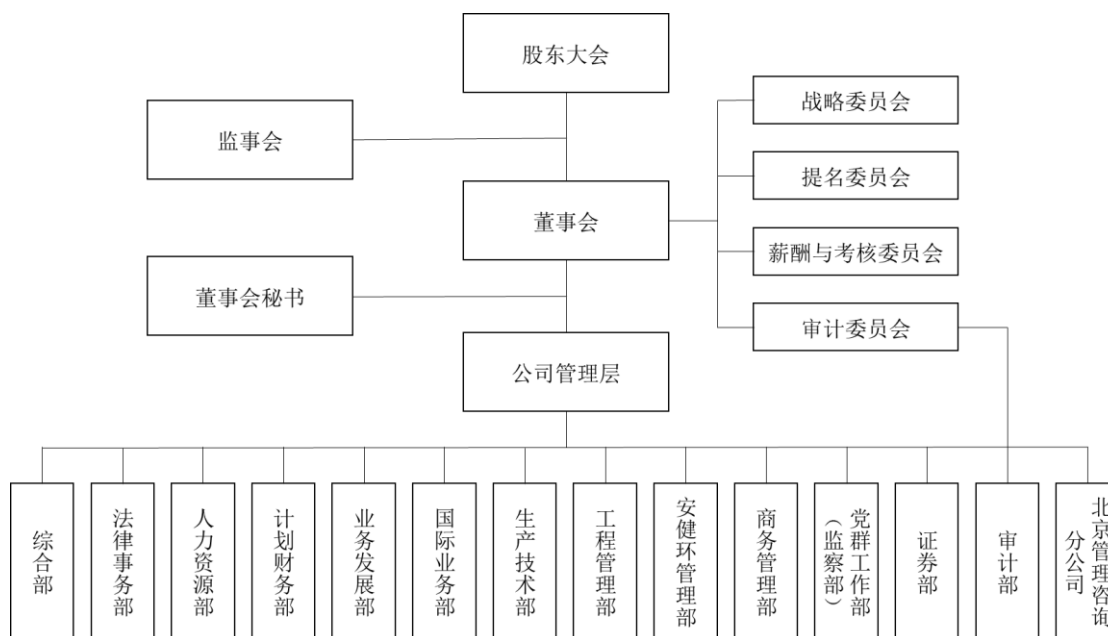
综上，中诚信证评维持国投电力控股股份有限公司主体信用等级 **AAA**，评级展望为稳定；维持“国投电力控股股份有限公司 2016 年公司债券（第一期）”信用等级为 **AAA**，维持“国投电力控股股份有限公司 2016 年公司债券（第二期）”信用等级为 **AAA**。

附一：国投电力控股股份有限公司股权结构图（截至 2017 年 12 月 31 日）



序号	一级子公司名称	业务性质	持股比例（%）
1	靖远第二发电有限公司	火力发电	51.22
2	福建太平洋电力有限公司	火力发电	51
3	厦门华夏国际电力发展有限公司	火力发电	56
4	国投北部湾发电有限公司	火力发电	55
5	国投钦州发电有限公司	火力发电	61
6	国投伊犁能源开发有限公司	火力发电	60
7	国投盘江发电有限公司	火力发电	55
8	国投甘肃小三峡水电有限公司	水力发电	60.45
9	国投新能源投资有限公司	电力投资	64.89
10	国投云顶湄洲湾电力有限公司	火力发电	51
11	国投甘肃售电有限公司	电力配售	65
12	Jaderock Investment Singapore	电力投资	100
13	Redrock Investment Limited	电力投资	100
14	国投鼎石海外投资管理有限公司	投资管理	100
15	雅砻江流域水电开发有限公司	水力发电	52
16	国投云南大朝山水电有限公司	水力发电	50
17	天津国投津能发电有限公司	火力发电	64
18	国投宣城发电有限责任公司	火力发电	51

附二：国投电力控股股份有限公司组织结构图（截至 2017 年 12 月 31 日）



附三：国投电力控股股份有限公司财务数据及主要指标

财务数据（单位：万元）	2015	2016	2017
货币资金	632,675.34	434,063.21	513,067.58
应收账款净额	240,631.63	257,773.10	355,160.27
存货净额	84,537.22	106,806.18	118,317.34
流动资产	1,155,887.95	1,062,017.04	1,227,512.75
长期投资	292,802.49	893,682.49	882,486.77
固定资产合计	12,457,287.35	12,688,356.28	13,449,069.14
总资产	18,354,478.12	20,329,103.03	20,828,800.26
短期债务	2,413,268.74	2,224,524.94	2,074,379.75
长期债务	9,608,914.31	10,831,244.61	11,224,457.27
总债务（短期债务+长期债务）	12,022,183.05	13,055,769.55	13,298,837.02
总负债	13,215,513.87	14,657,325.20	14,758,044.27
所有者权益（含少数股东权益）	5,138,964.25	5,671,777.83	6,070,755.99
营业总收入	3,127,969.98	2,927,080.30	3,164,528.42
三费前利润	1,585,192.99	1,371,262.21	1,227,883.85
投资收益	57,933.95	80,777.73	34,554.07
净利润	1,010,258.28	785,960.98	655,949.07
息税折旧摊销前盈余 EBITDA	2,299,642.80	1,999,988.78	1,900,751.64
经营活动产生现金净流量	2,289,677.16	1,906,653.78	1,814,103.98
投资活动产生现金净流量	-1,569,367.95	-2,348,180.82	-1,117,644.32
筹资活动产生现金净流量	-845,665.33	244,178.27	-613,831.77
现金及现金等价物净增加额	-125,356.12	-196,902.09	81,800.96
财务指标	2015	2016	2017
营业毛利率（%）	52.21	48.41	40.58
所有者权益收益率（%）	19.66	13.86	10.81
EBITDA/营业总收入（%）	73.52	68.33	60.06
速动比率（X）	0.30	0.26	0.33
经营活动净现金/总债务（X）	0.19	0.15	0.14
经营活动净现金/短期债务（X）	0.95	0.86	0.87
经营活动净现金/利息支出（X）	3.47	3.26	3.06
EBITDA 利息倍数（X）	3.49	3.42	3.21
总债务/EBITDA（X）	5.23	6.53	7.00
资产负债率（%）	72.00	72.10	70.85
总资本化比率（%）	70.05	69.71	68.66
长期资本化比率（%）	65.15	65.63	64.90

注：1、所有者权益包含少数股东权益，净利润均包含少数股东损益。

2、公司将“短期融资券”、“应付融资租赁款”分别计入“其他流动负债”和“长期应付款”，中诚信证评在相关财务指标计算时将其分别计入“短期债务”和“长期债务”。

附四：国投电力控股股份有限公司基本财务指标的计算公式

货币资金等价物 = 货币资金 + 交易性金融资产 + 应收票据

长期投资 = 可供出售金融资产 + 持有至到期投资 + 长期股权投资

固定资产合计 = 投资性房地产 + 固定资产 + 在建工程 + 工程物资 + 固定资产清理 + 生产性生物资产 + 油气资产

短期债务 = 短期借款 + 交易性金融负债 + 应付票据 + 一年内到期的非流动负债 + 短期融资券

长期债务 = 长期借款 + 应付债券

总债务 = 长期债务 + 短期债务

净债务 = 总债务 - 货币资金

三费前利润 = 营业总收入 - 营业成本 - 利息支出 - 手续费及佣金收入 - 退保金 - 赔付支出净额 - 提取保险合同准备金净额 - 保单红利支出 - 分保费用 - 营业税金及附加

EBIT（息税前盈余）= 利润总额 + 计入财务费用的利息支出

EBITDA（息税折旧摊销前盈余）= EBIT + 折旧 + 无形资产摊销 + 长期待摊费用摊销

资本支出 = 购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金 + 取得子公司及其他营业单位支付的现金净额

营业毛利率 = (营业收入 - 营业成本) / 营业收入

EBIT 率 = EBIT / 营业总收入

三费收入比 = (财务费用 + 管理费用 + 销售费用) / 营业总收入

所有者权益收益率 = 净利润 / 所有者权益

流动比率 = 流动资产 / 流动负债

速动比率 = (流动资产 - 存货) / 流动负债

存货周转率 = 主营业务成本（营业成本）/ 存货平均余额

应收账款周转率 = 主营业务收入净额（营业总收入净额）/ 应收账款平均余额

资产负债率 = 负债总额 / 资产总额

总资本化比率 = 总债务 / (总债务 + 所有者权益（含少数股东权益）)

长期资本化比率 = 长期债务 / (长期债务 + 所有者权益（含少数股东权益）)

EBITDA 利息倍数 = EBITDA / (计入财务费用的利息支出 + 资本化利息支出)

附五：信用等级的符号及定义

债券信用评级等级符号及定义

等级符号	含义
AAA	债券信用质量极高，信用风险极低
AA	债券信用质量很高，信用风险很低
A	债券信用质量较高，信用风险较低
BBB	债券具有中等信用质量，信用风险一般
BB	债券信用质量较低，投机成分较大，信用风险较高
B	债券信用质量低，为投机性债务，信用风险高
CCC	债券信用质量很低，投机性很强，信用风险很高
CC	债券信用质量极低，投机性极强，信用风险极高
C	债券信用质量最低，通常会发生违约，基本不能收回本金及利息

注：除 AAA 级和 CCC 级以下（不含 CCC 级）等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示信用质量略高或略低于本等级。

主体信用评级等级符号及定义

等级符号	含义
AAA	受评主体偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低
AA	受评主体偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响较小，违约风险很低
A	受评主体偿还债务的能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	受评主体偿还债务的能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	受评主体偿还债务的能力较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险
B	受评主体偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高
CCC	受评主体偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高
CC	受评主体在破产或重组时可获得的保护较小，基本不能保证偿还债务
C	受评主体不能偿还债务

注：除 AAA 级和 CCC 级以下（不含 CCC 级）等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示信用质量略高或略低于本等级。

评级展望的含义

正面	表示评级有上升趋势
负面	表示评级有下降趋势
稳定	表示评级大致不会改变
待决	表示评级的上升或下调仍有待决定

评级展望是评估发债人的主体信用评级在中至长期的评级趋向。给予评级展望时，中诚信证评会考虑中至长期内可能发生的经济或商业基本因素的变动。