

信用等级公告

联合[2018] 003 号

联合资信评估有限公司通过对中国电力国际发展有限公司主体长期信用状况及拟发行的中国电力国际发展有限公司 2018 年度第一期中期票据进行综合分析和评估, 确定中国电力国际发展有限公司主体长期信用等级为 AAA, 中国电力国际发展有限公司 2018 年度第一期中期票据信用等级为 AAA, 评级展望为稳定。

特此公告。

联合资信评估有限公司

二零一八年九月三日



地址: 北京市朝阳区建国门外大街2号中国人保财险大厦17层

电话: 010-85679696

传真: 010-85679228

邮编: 100022

<http://www.lhratings.com>

中国电力国际发展有限公司

2018 年度第一期中期票据信用评级报告

评级结果：

主体长期信用等级：AAA

评级展望：稳定

本期中期票据信用等级：AAA

本期中期票据发行额度：20 亿元

本期中期票据期限：3 年

偿还方式：每年付息一次，到期兑付本金

发行目的：用于优化债务结构，归还下属子公司到期银行借款

评级时间：2018 年 9 月 3 日

财务数据

项目	2015 年	2016 年	2017 年
现金及现金等价物(亿元)	15.28	18.09	45.78
资产总额(亿元)	862.43	911.87	980.27
权益总额(亿元)	342.26	345.95	371.94
短期债务(亿元)	102.27	163.19	220.28
长期债务(亿元)	324.62	314.16	296.12
全部债务(亿元)	426.89	477.35	516.40
收入(亿元)	201.97	188.66	199.67
除税前利润(亿元)	65.53	39.94	15.61
EBITDA(亿元)	116.94	91.45	70.04
经营活动所得现金净额(亿元)	69.42	61.17	31.32
营业利润率(%)	40.36	32.74	21.43
净资产收益率(%)	15.57	9.41	3.44
资产负债率(%)	60.31	62.06	62.06
全部债务资本化比率(%)	55.50	57.98	58.13
流动比率(%)	31.31	30.73	32.34
经营现金流动负债比(%)	41.72	27.47	10.87
全部债务/EBITDA(倍)	3.65	5.22	7.37
EBITDA 利息倍数(倍)	5.02	4.50	3.16

分析师

黄露 李晨

邮箱：lianhe@lhratings.com

电话：010-85679696

传真：010-85679228

地址：北京市朝阳区建国门外大街 2 号
中国人保财险大厦 17 层 (100022)

网址：www.lhratings.com

评级观点

联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）对中国电力国际发展有限公司（以下简称“公司”或“中国电力”）的评级反映了公司作为华北、华中及西南地区主要的电力供应商，在行业地位、生产规模、装备水平、区域经济、股东支持等方面具有综合优势。同时，联合资信也关注到公司电源结构以火电为主，其利润水平受煤炭价格波动影响大，以及未来投资压力较大等因素对公司经营可能产生的不利影响。

随着公司在建及规划建设的发电项目陆续投入运营，公司的收入和资产规模有望继续保持增长，同时，清洁能源占比逐步提高，公司电源结构逐步优化，综合实力有望进一步增强。联合资信对公司的评级展望为稳定。

公司经营活动所得现金净额对本期中期票据保障能力较强，EBITDA 对本期中期票据保障能力强。基于对公司主体长期信用以及本期中期票据偿还能力的综合评估，联合资信认为，公司本期中期票据到期不能偿还的风险极低，安全性极高。

优势

1. 公司实际控制人国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）是五大国有独资电力企业集团之一。公司作为国家电投常规能源业务的核心企业，在资源获取和常规能源发展方面获得支持力度大。
2. 公司火电装机规模大，机组质量较好；清洁能源占比逐步提高，2018 年 5 月完成国家电投集团广西电力有限公司和国家电投集团山东新能源有限公司股权交割，电源结构进一步优化。

3. 公司经营活动所得现金净额对本期中期票据保障能力较强, EBTIDA 对本期中期票据保障能力强。

关注

1. 区域内用电需求增速放缓, 火电企业竞争压力增大; 未来随着各类清洁能源发电规模的增长, 公司火电可能承受一定的经营压力。
2. 公司以火电经营为主, 伴随 2016 年下半年煤炭价格的快速回升及持续高位震荡, 公司火电盈利能力快速下降。
3. 公司电力项目仍处于扩张期, 电源建设项目未来面临一定投资压力。
4. 2015~2017 年, 上网电价整体呈下调趋势, 一定程度上压缩公司利润空间。

声 明

一、本报告引用的资料主要由中国电力国际发展有限公司（以下简称“该公司”）提供，联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）对这些资料的真实性、准确性和完整性不作任何保证。

二、除因本次评级事项联合资信与该公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与该公司不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

三、联合资信与评级人员履行了实地调查和诚信义务，有充分理由保证所出具的评级报告遵循了真实、客观、公正的原则。

四、本报告的评级结论是联合资信依据合理的内部信用评级标准和程序做出的独立判断，未因该公司和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。

五、本报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议。

六、本次信用评级结果的有效期为本期债项的存续期；根据跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

中国电力国际发展有限公司

2018 年度第一期中期票据信用评级报告

一、主体概况

中国电力国际发展有限公司（以下简称“公司”）于2004年3月24日根据香港法例第622章《公司条例》在香港注册成立，并于2004年10月15日在香港联合交易所有限公司主板上市，股份代码为2380.HK，股票简称为“中国电力”。截至2017年底，国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）通过其全资子公司中国电力国际有限公司（以下简称“中电国际”）持有公司55.61%的股份，为公司的控股股东。国家电投是中国唯一同时拥有火电、水电、核电及新能源资源的集团，作为集团常规能源业务的核心子公司，公司电力资源好，综合竞争力强。

截至2017年底，公司股本为人民币172.68亿元，国家电投持有公司55.61%股份，公司实际控制人为国务院国资委。

公司属于电力行业，经营范围包括：建设、经营电厂，销售电力、热力；电力设备的检修与调试；电力技术服务。

截至2017年底，公司（合并）资产总额980.27亿元，权益总额（含非控股股东权益73.93亿元）371.94元。2017年公司实现收入199.67亿元，除税前利润15.61亿元。

公司注册地址：香港湾仔港湾道18号中环广场63楼6301室；单位负责人：田钧。

二、本期中期票据概况

公司拟于2018年注册额度为20亿元中期票据，本期拟发行2018年度第一期中期票据（以下简称“本期中期票据”），额度20亿元，期限3年，所募资金用于优化债务结构，归还下属子公司到期银行借款。

本期中期票据无担保。

三、宏观经济和政策环境

2017年，世界主要经济体仍维持复苏态势，为中国经济稳中向好发展提供了良好的国际环境，加上供给侧结构性改革成效逐步显现，2017年中国经济运行总体稳中向好、好于预期。2017年，中国国内生产总值（GDP）82.8万亿元，同比实际增长6.9%，经济增速自2011年以来首次回升。具体来看，西部地区经济增速引领全国，山西、辽宁等地区有所好转；产业结构持续改善；固定资产投资增速有所放缓，居民消费平稳较快增长，进出口大幅改善；全国居民消费价格指数（CPI）有所回落，工业生产者出厂价格指数（PPI）和工业生产者购进价格指数（PPIRM）涨幅较大；制造业采购经理人指数（制造业PMI）和非制造业商务活动指数（非制造业PMI）均小幅上升；就业形势良好。

积极的财政政策协调经济增长与风险防范。2017年，全国一般公共预算收入和支出分别为17.3万亿元和20.3万亿元，支出同比增幅（7.7%）和收入同比增幅（7.4%）均较2016年有所上升，财政赤字（3.1万亿元）较2016年继续扩大，财政收入增长较快且支出继续向民生领域倾斜；进行税制改革和定向降税，减轻相关企业负担；进一步规范地方政府融资行为，防控地方政府性债务风险；通过拓宽PPP模式应用范围等手段提振民间投资，推动经济增长。稳健中性的货币政策为供给侧结构性改革创造适宜的货币金融环境。2017年，央行运用多种货币政策工具“削峰填谷”，市场资金面呈紧平衡状态；利率水平稳中有升；M1、M2增速均有所放缓；社会融资规模增幅下降，其中人民币贷款仍是主要融资方式，且占全部社会融资规模增量的比重（71.2%）也较上年有

所提升；人民币兑美元汇率有所上升，外汇储备规模继续增长。

三大产业保持平稳增长，产业结构继续改善。2017年，中国农业生产形势较好；在深入推进供给侧结构性改革、推动产业转型升级以及世界主要经济体持续复苏带动外需明显回升的背景下，中国工业结构得到进一步优化，工业生产保持较快增速，工业企业利润快速增长；服务业保持较快增长，第三产业对GDP增长的贡献率（58.8%）较2016年小幅上升，仍是拉动经济增长的重要力量。

固定资产投资增速有所放缓。2017年，全国固定资产投资（不含农户）63.2万亿元，同比增长7.2%（实际增长1.3%），增速较2016年下降0.9个百分点。其中，民间投资（38.2万亿元）同比增长6.0%，较2016年增幅显著，主要是由于2017年以来有关部门发布多项政策措施，通过放宽行业准入、简化行政许可与提高审批服务水平、拓宽民间资本投融资渠道、鼓励民间资本参与基建与公用事业PPP项目等多种方式激发民间投资活力，推动了民间投资的增长。具体来看，由于2017年以来国家进一步加强对房地产行业的宏观调控，房地产开发投资增速（7.0%）呈趋缓态势；基于基础设施建设投资存在逆周期的特点以及在经济去杠杆、加强地方政府性债务风险管控背景下地方政府加大基础设施投资推高GDP的能力受到约束的影响，基础设施建设投资增速（14.9%）小幅下降；制造业投资增速（4.8%）小幅上升，且进一步向高新技术、技术改造等产业转型升级领域倾斜。

居民消费维持较快增长态势。2017年，全国社会消费品零售总额36.6万亿元，同比增长10.2%，较2016年小幅回落0.2个百分点。2017年，全国居民人均可支配收入25974元，同比名义增长9.0%，扣除价格因素实际增长7.3%，居民收入的持续较快增长是带动居民部门扩大消费从而拉动经济增长的重要保证。具体来看，生活日常类消费，如粮油烟酒、日用品类、服

装鞋帽消费仍保持较快增长；升级类消费品，如通信器材类、文化办公用品类、家用电器和音响器材类消费均保持较高增速；网络销售继续保持高增长态势。

进出口大幅改善。2017年，在世界主要经济体持续复苏的带动下，外部需求较2016年明显回暖，加上国内经济运行稳中向好、大宗商品价格持续反弹等因素共同带动了进出口的增长。2017年，中国货物贸易进出口总值27.8万亿元，同比增加14.2%，增速较2016年大幅增长。具体来看，出口总值（15.3万亿元）和进口总值（12.5万亿元）同比分别增长10.8%和18.7%，较2016年均大幅上涨。贸易顺差2.9万亿元，较2016年有所减少。从贸易方式来看，2017年，一般贸易进出口占中国进出口总额的比重（56.3%）较2016年提高1.3个百分点，占比仍然最高。从国别来看，2017年，中国对美国、欧盟和东盟进出口分别增长15.2%、15.5%和16.6%，增速较2016年大幅提升；随着“一带一路”战略的深入推进，中国对哈萨克斯坦、俄罗斯、波兰等部分一带一路沿线国家进出口保持快速增长。从产品结构来看，机电产品、传统劳动密集型产品仍为出口主力，进口方面主要以能源、原材料为主。

展望2018年，全球经济有望维持复苏态势，这将对中国的进出口贸易继续构成利好，但主要经济体流动性趋紧以及潜在的贸易保护主义风险将会使中国经济增长与结构改革面临挑战。在此背景下，中国将继续实施积极的财政政策和稳健中性的货币政策，深入推进供给侧结构性改革，深化国资国企、金融体制等基础性关键领域改革，坚决打好重大风险防范化解、精准脱贫、污染防治三大攻坚战，促进经济高质量发展，2018年经济运行有望维持向好态势。具体来看，固定资产投资将呈现缓中趋稳态势。其中，基于当前经济稳中向好加上政府性债务风险管控的加强，2018年地方政府大力推动基础设施建设的动力和能力都将有所减弱，基础设施建设投资增速或将小幅回落；在

高端领域制造业投资的拉动下，制造业投资仍将保持较快增长；当前房地产市场的持续调控、房企融资受限等因素对房地产投资的负面影响仍将持续，房地产投资增速或将有所回落。在国家强调消费对经济发展的基础性作用以及居民收入持续增长的背景下，居民消费将保持平稳较快增长；对外贸易有望保持较好增长态势，调结构、扩大进口或将成为外贸发展的重点内容，全球经济复苏不确定性、贸易保护主义以及 2017 年进出口额基数较高等因素或导致 2018 年中国进出口增速将有所放缓。此外，物价水平或将出现小幅上升，失业率总体将保持稳定，预计全年经济增速在 6.5% 左右。

四、行业经济环境

公司主营业务为电力运营，经营状况与电力行业发展状况联系紧密，本部分的内容以电力和水电行业分析为主。

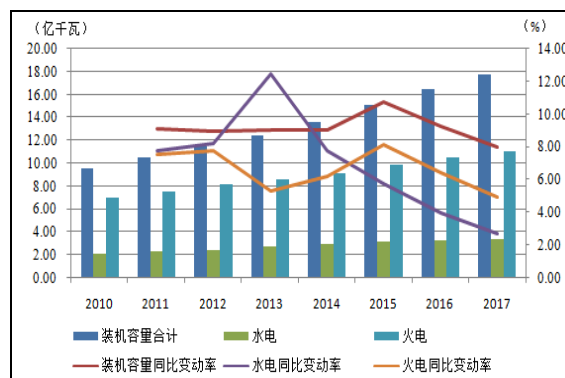
1. 行业概况

根据国家能源局统计数据，2017 年中国电源基本建设投资合计完成 2700 亿元，同比下降 20.8%。其中火电完成投资 740 亿元，同比下降 33.9%；水电完成投资 618 亿元，同比增长 0.1%；核电完成投资 395 亿元，同比下降 21.6%。同期，中国电网基本建设投资合计完成 5315 亿元，同比下降 2.2%。整体看，2017 年中国电源及电网投资有所缩减，火电装机投资下降快。2018 年上半年，中国电源工程投资完成 970 亿元，同比下降 7.3%，其中火电工程投资完成 295 亿元，同比下降 5.5%，水电、核电和风电均完成约 200 亿左右投资；同期，电网工程完成 2036 亿元投资，同比下降 15.1%。

截至 2017 年底，中国全口径发电设备装机容量 17.77 亿千瓦，同比增长 7.6%。其中火电装机 11.06 亿千瓦，同比增长 4.3%；可再生能源发电装机达到 6.5 亿千瓦，同比增长 14%。包括水电装机 3.41 亿千瓦（全国水电新增装机约 900 万

千瓦，主要集中在四川、江苏和云南）、风电装机 1.64 亿千瓦（全国风电新增装机 1503 万千瓦，主要集中在中东部和南部地区，截至 2017 年底，风电装机中“三北”地区占比 74.4%）、光伏发电装机 1.30 亿千瓦（全国光伏新增装机 5306 万千瓦，其中，集中电站 3362 万千瓦，同比增加 11%；分布式电站 1944 万千瓦，同比增长 3.7 倍）和生物质发电装机 1488 万千瓦（新增装机 274 万千瓦），分别同比增长 2.7%，10.5%，68.7% 和 22.6%。可再生能源发电装机约占全部电力装机的 36.6%，同比上升 2.1 个百分点。2018 年上半年，中国新增发电装机容量 5211 万千瓦，其中火电新增装机 1515 万千瓦。整体看，中国电力装机规模持续增长，可再生能源的清洁能源替代作用日益突显。

图 1 近年中国发电装机容量变动情况

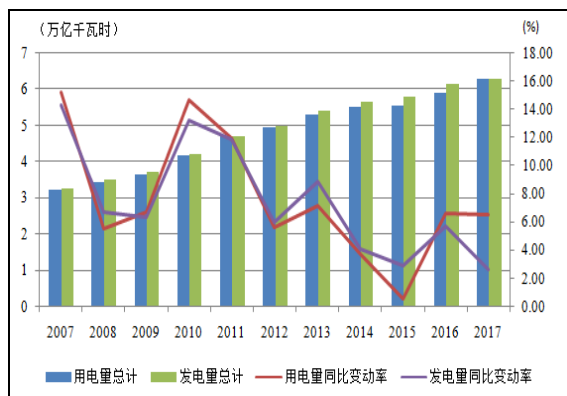


资料来源：国家能源局，联合资信整理

2017 年，中国全口径发电设备发电量 63093 亿千瓦时，同比增长 2.6%，6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3786 小时，同比下降 11 小时。其中火电发电量 46115 亿千瓦时，同比增长 4.6%，利用小时数 4209 小时，同比增长 23 小时；由于 2016 年开始火电机组审批大幅减少，再加上停建缓建，预计 2017~2018 年投产高峰过后，火电机组装机容量将保持相对稳定。同期，中国可再生能源发电量 16978 亿千瓦时，同比增长 1500 亿千瓦时。可再生能源发电量占全部发电量的 26.4%，同比上升 0.7 个百分点。其中，全国水电发电量 11945 亿千瓦时，同比增长 1.7%；平均利用小时数为 3579 小时，同比降低 40 小时。

全国风电发电量3057亿千瓦时，同比增长26.3%；平均利用小时数1948小时，同比增加203小时（风电平均利用小时数较高的地区中，福建2756小时、云南2484小时、四川2353小时）；2017年，全国风电弃风电量同比减少78亿千瓦时，弃风率同比下降5.2个百分点，实现弃风电量和弃风率“双降”。全国光伏发电量1182亿千瓦时，同比增长78.6%；全国弃光电量73亿千瓦时，弃光率同比下降4.3个百分点，弃光仍主要集中在新疆和甘肃。2018年上半年，全国规模以上电厂发电量31945亿千瓦时，同比增长8.3%，增速比上年同期提高2.0个百分点；同期，全国发电设备累计平均利用小时数1858小时，同比增长68小时；其中水电、火电、核电和风电利用小时数分别为1505小时、2126小时、3548小时和1143小时；同比减少9小时、增加116小时、141小时和159小时。同期，政府着力补齐影响消纳的短板弱项，提升电力系统调节能力，加快推动清洁能源输电通道规划建设，研究完善长效机制，电力系统接收清洁能源发电能力显著提升。2018年上半年，全国弃风率、弃光率分别下降到8.7%、3.6%，同比分别下降5和3.2个百分点，基本未发生弃水现象。

图2 中国发电量、用电量及增幅情况



资料来源：国家能源局，联合资信整理

2017年全社会用电量63077亿千瓦时，同比增长6.6%。分产业看，第一产业用电量1155亿千瓦时，同比增长7.3%；第二产业用电量44413亿千瓦时，同比增长5.5%；第三产业用电量8814亿千瓦时，同比增长10.7%；城乡居民生活用电

量8695亿千瓦时，同比增长7.8%。2018年上半年，全国全社会用电量32291亿千瓦时，同比增长9.4%；其中，第一产业、第二产业、第三产业及城乡居民生活用电量分别为328亿千瓦时、22336亿千瓦时、5071亿千瓦时和4555亿千瓦时；二产用电对全社会用电增长的贡献率为56.5%，比去年同期下降12.2个百分点；三产和居民生活用电对全社会用电增长的贡献率合计为42.4%，比去年同期相比提高了13.0个百分点。电力消费结构在不断优化。

整体看，中国电源及电网建设投资有所放缓，电力装机容量持续提高，可再生能源装机占比进一步提高。同期，发电机组整体平均利用小时数较为稳定，清洁能源发电效率有所提高，限电率有所下降。

2. 行业关注

煤炭价格上涨及供暖期储量紧张

燃煤作为火电行业的主要原料，其采购及运输成本是火电企业生产经营支出的主要组成部分，因此煤炭市场的景气程度对行业的盈利能力影响显著。

受煤炭去产能和去产量政策的逐步推动以及煤炭下游需求2016年下半年有所回暖影响，煤炭行情于2016年下半年大幅复苏，截至2016年11月7日，秦皇岛港动力煤（Q5500k）现货成交均价（平仓交货）达到最高点700元/吨。2017年以来，秦皇岛港动力煤（Q5500k）现货成交均价（平仓交货）始终保持在550元/吨至670元/吨之间高位震荡。特别是进入冬季供暖季后，受天气、运输、节日等多方面因素影响，煤炭市场供不应求，导致煤炭价格居高不下，部分煤电企业煤炭库存下降快，易引发保供问题。2018年以来，煤矿存煤有所减少，处于较低水平，截至2018年6月底，重点煤炭企业库存5800万吨，同比下降26.4%；主要用户存煤增加，电厂库存处于较高水平。6月底全国统调电厂存煤1.16亿吨，同比增长9.2%。

目前中国电力供需结构变化较大，峰谷差

快速加大，大中型城市最大峰谷差占用电最大负荷的比重接近50%，一般省份也接近40%；随着清洁能源发电比例不断提高，煤电受季节、极端天气的影响越来越大，调峰压力也在加大。与此同时，近年来煤炭生产重心加速向晋陕蒙宁地区转移，区域间煤炭调拨规模扩大，季节性短时煤炭需求波动与煤矿生产、铁路运输均衡性的矛盾越来越突出。

整体看，动力煤价格的持续、快速回升，明显加剧电力企业的经营压力。

煤电电价调整

受前期煤炭价格持续下跌以及煤电价格联动影响，国家发改委多次出台相关政策下调标杆上网电价，在电价管控的前提下，煤炭价格于2016年下半年快速回升，造成了电力企业严重的成本压力。为缓和电力企业的经营压力，2016年11月，在发改委牵头下，煤、电企业再次签定了量价均有约束的长协合同。2017年，煤炭去产能计划进入严格执行的第二年，煤炭价格在全年大部分时间中高位运行。当年11月，发改委再次出台《关于推进2018年煤炭中长期合同签订履行工作的通知》，明确要求2018年中长期合同数量应达到自有资源或采购量的75%以上，而且要求全年合同履约不低于90%。这种限量限价的长协合同，一定程度上限制了煤炭成本的过快增长。

此外，2017年6月16日发改委正式下发文件，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资金、将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各降低25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价。随后各省纷纷出台新的火电标杆电价，除少数部分省份未调整外，全国火电标杆电价平均上涨了近1分/千瓦时，在煤价高企的情况下缓解了火电企业的经营困难。

可再生能源电价下调

近年来，国家连年出台相关政策优化可再生能源结构，并不断下调上网电价以倒逼电力

企业降低生产成本、推进补贴退坡。

2016年12月26日，发改委发布了《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，提出根据当前新能源产业技术进步和成本降低情况，降低2018年1月1日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，届时四类风电资源区上网电价将分别为0.40元/千瓦时、0.45元/千瓦时、0.49元/千瓦时和0.57元/千瓦时。

2017年12月22日，国家发改委发布《2018年光伏发电项目价格政策的通知》，明确“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”，这意味着以往“630抢装潮”在2019年将不再适用，但年底会再次出现抢装。2018年5月31日，国家发展改革委、财政部和国家能源局发布《关于2018年光伏发电有关事项的通知》，规定自发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低0.05元，即I类、II类、III类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时0.50元、0.60元、0.70元（含税）；新投运的、采用“自发自用、余电上网”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0.32元（含税）；采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行；但符合国家政策的村级光伏扶贫电站（0.5兆瓦及以下）标杆电价保持不变。

可再生能源补贴缺口大、周期长

中国促进可再生能源产业发展主要是采取“标杆电价+财政补贴”的方式，补贴资金来源于可再生能源电价附加。目前可再生能源电价附加征收标准为1.9分钱/千瓦时，随电费收取。但是随着装机规模的不断增长，补贴资金缺口持续扩大。根据财政部统计数据，截至2017年底，可再生能源补贴缺口已达到1000亿元。此外，电力企业需先进入可再生能源补贴名录后，才能获得相应电量补贴，由于补贴名录审批流程复杂、时间长，导致补贴落实周期长，一定程度上影响电力企业现金流。2018年6月

15日，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》，由于纳入补贴名录的电站规模大幅增长，预计补贴缺口可能进一步扩大。近年来，风电、光伏上网标杆电价连年下调，补贴退坡持续推进，但历史补贴累计缺口问题依旧较为严重。

目前，国家能源局正积极推动建立可再生能源绿色电力证书交易制度，用绿证的自由交易价格，替代固定财政补贴，探索解决可再生能源补贴缺口问题的有效模式。绿色电力证书制度有望于2018年适时启动强制性约束交易。

限电问题

近年来，发电机组装机容量持续增长，但受限于下游用电需求波动及电网建设尚不完善，部分发电企业机组经营效率受到限制。对此，国家陆续出台相关政策，以平衡可再生能源发电量，保障其机组利用水平。2017年11月，国家发改委、国家能源局发布了《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，提出实行可再生能源电力配额制、落实可再生能源优先发电制度、推进可再生能源电力参与市场化交易、提升可再生能源电力输送水平、推行自备电厂参与可再生能源电力消纳等一系列建设方案。

2017年，全国全年弃水电量515亿千瓦时，在来水好于上年的情况下，水能利用率达到96%左右；同期，全国全年弃风电量419亿千瓦时，弃风率12%，同比下降5.2个百分点，弃风主要集中在东北和西北地区；全国全年弃光电量73亿千瓦时，弃光率6%，同比下降4.3个百分点，弃光主要集中在新疆和甘肃，其中新疆（不含兵团）弃光电量28.2亿千瓦时，弃光率22%，同比下降9.3个百分点；甘肃弃光电量18.5亿千瓦时，弃光率20%，同比下降9.8个百分点。2018年上半年，全国弃风率、弃光率分别下降到8.7%、3.6%，同比分别下降5和3.2个百分点，基本未发生弃水现象。整体看，2017年以来全国发电机组限电率有所下降，但部分地区整体限电量依旧偏高。

3. 行业展望

国家发改委陆续发布了电力发展“十三五”规划、推进电力体制改革等相关文件，内容涵盖水电、核电、煤电、气电、风电、太阳能发电等各类电源和输配电网，重点阐述“十三五”期间中国电力发展的指导思想和基本原则，明确电力发展的主要目标和重点任务。

供应能力方面：预计2020年全社会用电量6.8~7.2万亿千瓦时，年均增长3.6%~4.8%，全国发电装机容量20亿千瓦，年均增长5.5%，人均装机突破1.4千瓦，人均用电量5000千瓦时左右，接近中等发达国家水平，电能占终端能源消费比重达到27%。

电源结构方面：按照非化石能源消费比重达到15%的要求，到2020年，非化石能源发电装机达到7.7亿千瓦左右，比2015年增加2.5亿千瓦左右，占比约39%，提高4个百分点，发电量占比提高到31%；气电装机增加5000万千瓦，达到1.1亿千瓦以上，占比超过5%；煤电装机力争控制在11亿千瓦以内，占比降至约55%。

电网发展方面：合理布局能源富集地区外送，建设特高压输电和常规输电技术的“西电东送”输电通道，新增规模1.3亿千瓦，达到2.7亿千瓦左右；电网主网架进一步优化，省间联络线进一步加强，形成规模合理的同步电网。严格控制电网建设成本。全国新增500千伏及以上交流线9.2万公里，变电容量9.2亿千伏安。根据国家电网2018年社会责任报告数据，国家电网计划电网投资4989亿元，开工110（66）千伏及以上线路6.1万千米，变电（交流）容量3.8亿千伏安（亿千瓦）；投产110（66）千伏及以上线路5.2万千米，变电（交流）容量3亿千伏安（亿千瓦）。

节能减排方面：力争淘汰火电落后产能2000万千瓦以上。

电力交易方面：2016年10月，国家发展改革委、国家能源局印发《售电公司准入与退出管理办法》和《有序放开配电网业务管理办法》的通知，标志着电力体制改革进入新层次，

给售电公司进入电力交易市场给予明确规则，更多省份推出2017年电力交易规则明确售电公司作为市场主体可以参与电力交易。2017年，中国电力市场建设初具规模，交易电量累计1.63万亿千瓦时，同比增长45%，占全社会用电量比重达26%左右，同比提高7个百分点，为工商企业减少电费支出603亿元。2018年上半年，电力现货交易和中长期交易加快推进，全社会市场化交易电量7912亿千瓦时，占售电量比重达到30.4%。

重组整合方面：2016年7月26日，国务院对外公布了《关于推动中央企业结构调整与重组的指导意见》（以下简称《意见》），规定石油天然气主干管网、电网等实行国有独资或绝对控股，同时明确表示推进电力行业并购重组。2017年初，国资委提出将通过深度整合重组，采取纵向整合、横向整合，加快推进钢铁、煤炭、电力合并，集中资源形成合力，更好发挥协同效应。2017年8月28日，中国国电集团公司（以下简称“国电集团”）收到国务院国资委《关于中国国电集团公司与神华集团有限责任公司重组的通知》（国资发改革[2017]146号），同意国电集团与神华集团有限责任公司（以下简称“神华集团”）合并重组，神华集团更名为国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能投集团”），作为重组后的母公司，吸收合并国电集团。本次合并完成后，国电集团注销，国家能投集团作为合并后公司继续存续。截至目前，神华集团已更名为国家能投集团，并在工商行政管理机关完成变更登记（备案），国电集团和国家能投集团于2018年2月5日签署《国家能源投资集团有限责任公司与中国国电集团有限公司之合并协议》。本次合并的实施尚需履行必要的程序及获得其他有权机构必要的批准、核准及同意。但其首次尝试跨行业、上下游一体化重组的强强联手的整合模式，开创煤电央企重组先河，对火电行业的整合提供了可供复制的案例，示范效应凸显。

五、基础素质

1. 产权状况

截至2017年底，公司股本为人民币172.68亿元，国家电投持有公司55.61%股份，公司实际控制人为国务院国资委。

2. 企业规模

截至2017年底，公司拥有五凌电力有限公司、安徽淮南平圩发电有限责任公司和黄冈大别山发电有限责任公司等44家全资、控股二级子公司。

目前公司的发电业务主要分布于江苏、安徽、湖南、山西、广东、四川等地，电力生产保持安全平稳态势。截至2017年底，公司权益装机容量1705.16万千瓦，其中煤电权益装机容量1235.57万千瓦，占比72.46%；清洁能源（含水电、风电、光伏发电及燃气发电）权益装机容量合计469.59万千瓦，占比27.54%。2017年，公司实现发电量666.83亿千瓦时，同比增长5.17%。公司规模优势显著。

火电方面，为配合国家大力发展清洁能源的战略，公司适当地调整了火电项目的开发和建设，暂缓开发平圩四期及姚孟电厂扩建项目以及关停了姚孟电厂31万千瓦机组。近年来，公司火电权益装机容量呈下降趋势，截至2017年底为1272.25万千瓦（含煤电和燃气发电），2017年实现发电量480.21亿千瓦时，同比增长7.66%。公司致力于提升火电板块运营能力，加强电力销售，有序发展直供电市场，推进与大客户直供电交易。截至2017年底，公司旗下所有19台火电机组均完成超低排放改造，其中17台机组已获得超低排放电价，相对较高的电价一定程度上缓解了近年来煤炭成本快速回升且高位盘整带来的经营亏损问题。此外，公司积极开拓供热市场份额，2017年售热量同比增长24.28%。未来，随着普安电厂、大别山电厂和商丘电厂的投产运行，公司火电权益装机容量和经营效率将有所提升。

清洁能源方面，公司水电及风电业务主要由控股子公司五凌电力有限公司（以下简称“五凌电力”）负责经营，截至 2017 年底，公司投入运营的水电站共 14 座，主要分布于湘、黔两省的沅水、湘江和资江流域。未来，随着五强溪电厂顺利投产，公司水电装机规模有望持续增长。同期，公司已投运 10 家风电厂，其中 3 家位于新疆，5 家位于湖南，1 家位于甘肃，1 家位于云南。新疆、甘肃等西北地区存在一定的弃风压力，公司通过加强电力营销、自建外送线路等方式减轻弃风压力，目前来看，公司新疆地区风电厂消纳情况高于当地平均水平。近年来，公司光伏电站建设进展快，2016 年新投产 10 个光伏电站，合计权益装机容量 32.39 万千瓦，2017 年新投产 10 个光伏电站，合计权益装机容量 40.02 万千瓦。此外，公司不断加快向低碳企业转型，大力发展清洁能源，2017 年四季度，公司向母公司收购优质资产公司，位置分布于广东、广西、安徽、河北及山东五个省份，拥有多个营运中或在建中的清洁能源项目。预期收购完成后，公司投入商业运营的清洁能源装机容量将增加近 200 万千瓦，有利于提升公司的盈利能力。

总体来看，公司电力资产布局于华北、华中及西南地区，并已成为国内大型电力生产企业，目前机组仍以火电为主，但清洁能源占比逐步提高，公司电源结构逐步优化。

3. 人员素质

截至2018年7月底，公司高级管理人员共15人，其中，执行董事兼总裁1人、非执行董事2人、独立非执行董事3人、副总裁5人、财务总监1人、总工程师1人、总经济师1人、公司秘书1人。

田钧先生，1966 年生，现任公司执行董事、总裁及董事局辖下执行委员会成员。田先生为教授级高级工程师，并拥有太原理工大学工程硕士学位，现任中国电力国际有限公司董事兼总经理。曾任漳泽电力股份有限公司河津发电

分公司总经理、中电投发电运营有限公司副总经理兼总工程师，以及中电投新疆能源有限公司副总经理等职务；2015 年 6 月~2017 年 4 月，担任国家电投集团远达环保股份有限公司（其股份于上海证券交易所上市）董事兼总经理。

何联会先生，1970 年生，现任公司财务总监。何先生为高级会计师，拥有东北财经大学会计专业硕士学位。何先生曾任五凌电力有限公司财务总监，中国电力投资集团公司湖南分公司财务总监、吉林市供电局总会计师，吉林省电力有限公司财务部副主任，中电国际财务与产权管理部、财务部总经理，中电国际副总会计师等职务。

杨玉峰先生，1976 年出生，现任公司总经理经济师。杨先生为高级经济师，拥有中国人民大学工商管理专业硕士学位。杨先生曾任中电国际人力资源部副总经理、总经理，平顶山姚孟第二发电有限公司总经理，国家电力投资集团有限公司人力资源部处长、高级经理等职务。

薛信春先生，1966 年出生，现任公司总工程师。薛先生为高级工程师，拥有东南大学电气工程专业硕士学位。薛先生曾任安徽淮南平圩发电有限责任公司副总经理，辽宁清河发电有限责任公司总经理，芜湖发电有限责任公司总经理，中电华创电力技术研究有限公司总经理，中电国际副总工程师兼中电国际科技与信息部总经理，北京中电汇智科技有限公司总经理等职务。

总体看，公司主要高级管理人员均拥有丰富的电力行业工作背景和管理经验，对公司经营驾驭能力较强，管理水平较高。此外，公司员工以生产人员为主，符合火力发电行业特点，能够满足生产经营的需要。

4. 股东支持

公司实际控股股东国家电投是五大国有独资电力企业集团之一，其发电资产广泛分布在全国 29 个省、市、自治区及港、澳、缅甸和几内亚等地。国家电投的电力业务在资产总量、

市场份额和技术水平等方面都位居国内发电企业的前列，截至 2017 年底，国家电投可控装机容量 126.81 吉瓦，其中火电装机容量 74.19 吉瓦，水电装机容量 22.03 吉瓦，风电、光伏和核电装机容量合计 30.59 吉瓦。此外，国家电投还是国内三家具有核电开发控股资质的电力企业之一（其它两家是中国核工业集团公司和中国广核集团有限公司）。截至 2017 年底，国家电投总资产为 10051.81 亿元，所有者权益为 1871.36 亿元，2017 年全年实现营业收入 2009.10 亿元，净利润 54.38 亿元；截至 2018 年 3 月底，国家电投总资产为 10155.37 亿元，所有者权益为 1871.87 亿元，2018 年 1~3 月，国家电投实现营业收入 533.24 亿元，净利润 2.78 亿元。

公司作为国家电投的常规能源业务的核心企业，综合能源和创新发展的平台，在资源获取和常规能源发展方面有着很强的竞争力。

六、管理分析

1. 法人治理结构

公司按照《企业管治守则》、《企业管制报告》等法律法规要求规范运作，严格执行相关规章制度。公司建立了股东、董事局、内部审计和外聘核数的治理结构及经营、决策、监督相互制衡的管理机制。

根据公司章程，股东选举产生董事，批准公司主要经营行动；同时委任外聘核数师对公司内部审计进行监管及审查。

董事局为公司的最高决策管理机关。董事局以公司及其股东的最佳利益为原则，审议及批准经营策略、政策、业务计划、财务预算、重大投资以及合并收购等重大事项。董事局成员具有各种适当及关于公司业务的经验、能力及技能。董事局中有电力技术与电力管理方面的专家、财务与法律方面的专家及资深学者，不仅阅历丰富，理念先进。独立非执行董事占董事局成员的三分之一以上，可使董事局更有效的做出独立判断，非执行董事（包括独立非

执行董事）占组成董事局的大多数，且各有专长，能以客观且专业的方式做出相应判断，有助于管理层确定公司发展策略，并确保董事局以严格准则编制财务及其他强制性报告，以保障股东及公司利益。董事局授权审核委员会、风险管理委员会、薪酬及提名委员会、执行委员会和公司秘书共同督导及检查公司管理层经营业务。

管理层在董事局批准的权限和授权范围内履行日常管理职责并及时作出相关决策。对于超出其权限和授权范围的事项，管理层将按照有关工作指引及时报告董事局或执行委员会。

总体看，公司法人治理结构较完善。

2. 管理水平

公司内部控制建设的总体目标为在满足内部控制信息相关披露要求的同时，在公司本部、专业（区域）公司和基层企业建立以风险为导向的内部控制体系，并逐步实现与全面责任管理、全面风险管理、全面预算管理的对接；建立起一支内部控制专业队伍，为公司内部控制体系的持续运行和优化提供保障；并进一步全面实现流程优化，提升内部控制的效率效果；逐步使内部控制体系与公司日常管理相融合；使内部控制和风险管理的理念成为公司文化的重要组成部分。

财务管理方面，公司规定了年度报告及业绩公告、半年度报告及业绩公告等的编制和披露制度，确保公司披露信息的真实、准确、完整、及时和公平，认真履行上市公司信息披露义务，维护投资者和公司的合法权益。

融资管理方面，公司对各类直接、间接融资活动进行了规范。本着“充分利用企业信用优势、量出为入、严格控制、统筹管理、规范运作”的原则，做到充分发挥资金的使用效能，降低资金成本，改善企业财务状况，优化债务结构。

投资管理方面，公司规范了对外投资、固定资产投资、收购（含购买）股权或资产等、

承包、财产租赁等投资行为，对投资决策权限、投资管理等作了规定。

担保管理方面，公司规范了公司内部担保行为，对担保人的资格和权限、反担保、申请担保的基本条件、担保受理的范围和担保方式、公司担保办理程序、担保管理等方面进行了规定，防范了经营风险。

安全生产方面，公司系统内各企业实行以各级行政正职为安全第一责任人的安全生产责任制，依据按系统、分层次、程序化、责任制的原则，建立了安全生产保证体系和安全生产监督体系。系统内各企业要开展安全性评价、经济性评价、环境保护评价、安全生产人员评价、重大危险源评估工作，建立安全生产风险预警机制；要建立安全生产应急管理的工作体制和机制，完善应急预案体系，开展日常演练，不断提高应对突发事件的能力。系统各发电单位要遵循《安全健康环境风险管理制度（试行）》，遵守调度纪律，加强与电网经营企业的安全生产信息的交流，共同做好电网安全工作。

对子公司的管理方面，公司制订了多项制度，加强对子公司的管理，规范子公司的经营。在人力资源及薪酬方面，公司本部负责子公司领导班子建设、直管干部的任免、培养与管理、审批下达劳动工资计划等。在资产管理方面，公司本部拟定子公司资产重组方案、审定子公司下属企业的资产重组事项、审批子公司产权占有、变动、转让和注销事项、审批子公司及下属企业对外担保、抵押、或有负债、捐赠和重大资产处置事项。在资金管理方面，公司实行资金集中管理，本部对资金资源进行整合与宏观调配、统一调度和运用，包括账户管理、余额控制、资金预算管理等工作。

关联交易管理方面，公司与关联方建立了避免利益冲突的决策机制。并签订了设备采购、工程总承包服务、提供及取得资金等关联交易的框架协议，并严格遵守各项协议，按照香港联合交易所有限公司上市规则等规定，管理和

规范各项关联交易。公司还积极落实各项关联交易管理制度的执行工作，对关联交易实行预算管理、月度监控、上限预警、定期会商制度，进一步加强了公司关联交易管理的执行力。

总体来看，公司内部管理制度健全，措施到位，整体管理水平较高。

七、经营分析

1. 经营概况

公司营业收入来自电力销售、提供代发电及相关服务，电力生产以火电为主，火电板块营业收入中占主营业务收入约 70%。但近年来，公司不断增加对清洁能源投资，逐步从单一化火电向电力能源多元化发展，水电、风电及光伏发电装机容量及发电收入均呈增长趋势。

收入构成方面，2015~2017 年，公司分别实现主营业务收入 201.97 亿元、188.66 亿元和 199.67 亿元。其中火电板块收入波动下降，分别为 145.07 亿元、130.57 亿元和 142.96 亿元，一方面由于电力供应增速大于电力需要增速，同时由于“水火互济”政策，水电在一定程度上挤压火电，导致公司火电利用小时数整体呈下降趋势；另一方面，由于煤炭价格低位盘整，带动火电标杆上网电价下调。2017 年，公司全部机组完成超低排放改造，上网电价有所提升，且公司积极扩展市场份额，开拓大客户直供电等，带动当期收入同比有所回升。2015~2017 年，公司水电板块收入随来水量变化而有所波动，分别为 55.37 亿元、53.95 亿元和 47.97 亿元。同期，公司风电及光伏发电装机容量快速发展，发电量显著提升，且上网电价水平高，带动公司风力及光伏发电板块收入快速增长，分别为 1.53 亿元、4.14 亿元和 8.74 亿元。

毛利率方面，2015~2017 年，公司综合毛利率呈下降趋势，分别为 34.44%、28.58%和 17.25%，主要由于收入占比较高的火电板块毛利率持续下降。2015~2017 年，公司火电板块毛利率呈快速下降趋势，2016 年为 13.44%，同比下降 9.72 个百分点，一方面由于前期煤炭价

格持续低位盘整，上网电价随之多次下调；另一方面，由于 2016 年下半年煤炭价格快速回升，导致公司火电经营成本快速回升；2017 年，由于煤炭成本快速增长且持续高位震荡，公司火电板块毛利率同比下降 11.75 个百分点至 1.69%。近三年，受来水量和上网电价调整双重影响，水电毛利率呈波动下降趋势，2017 年为

59.08%，主要由于 2016 年 9 月起湖南省水电上网电价下调。2015~2017 年，风力及光伏板块毛利率快速增长，主要由于风力和光伏电站扩张较快，投产后运营逐步稳定，机组利用小时数提升。但由于风力及光伏发电收入占比小，对公司利润影响小。

表 1 公司主营业务收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

	2015 年			2016 年			2017 年		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
火电	145.07	71.83	23.16	130.57	69.21	13.44	142.96	71.60	1.69
水电	55.37	27.41	64.78	53.95	28.60	65.44	47.97	24.02	59.08
风力及光伏发电	1.53	0.76	6.46	4.14	2.19	25.58	8.74	4.38	42.22
合计	201.97	100.00	34.44	188.66	100.00	28.58	199.67	100.00	17.25

资料来源：公司提供

注：2015 年经营数据经重列，2015 年风电与光伏发电毛利率计算包括了光伏发电成本，由于该年度光伏发电无收入产生，因此风电与光伏发电毛利率偏低。

总体看，公司发电机组装机容量逐步增加，且清洁能源占比逐步提高，电源结构逐步优化，但由于上网电价下调，公司电力收入波动下降。此外，由于公司电力经营仍以火电为主，其利润水平受煤炭成本波动影响大，由于 2016 年下半年以来煤炭价格快速回升，公司火电经营亏损，综合毛利率快速下降。

2. 煤炭采购

公司主营火电，发电成本中燃煤采购成本占比大，约为公司营业成本的 50~60%。

表 2 公司电煤采购情况

项目	2015 年	2016 年	2017 年
燃煤采购量（万吨）	1966.45	1924.91	2111.87
燃煤消耗量（万吨）	1978.48	1929.57	2100.60
标煤采购单价（元/吨）	461.69	516.14	690.65

资料来源：公司提供

从煤炭消耗量来看，2015~2017 年，公司供电煤耗稳定中小幅下降，煤炭消耗量随发电量变化而有所波动，2017 年为 2100.60 万吨，同比增长 8.86%，主要由于当期火电发电量同比增长 7.66%。

从煤炭采购价看，2016 年下半年起煤炭价格快速回升且保持高位震荡，导致公司电煤采购均价持续快速上涨，近三年分别为 461.69 元/吨、516.14 元/吨和 690.65 元/吨，受此影响，公司煤电业务盈利能力快速下降。

从煤炭供应看，在华北地区，燃煤主要由电厂周边的煤矿企业供应，在东南沿海地区，燃煤主要依靠铁路、航运运输。为加强成本控制，公司积极与大型煤矿企业合作，签订年度重点购煤合同，同时稳定煤炭供应和实现采购优惠单价。不断开拓采购渠道，加大煤炭集中采购力度，利用规模效益压降火电燃料成本。

总体看，公司发电成本中燃煤采购成本占比大，但公司凭借稳定的、大量的煤炭需求，加之与国有大型煤炭生产企业合作关系稳定，公司在煤炭采购成本控制及煤炭供应稳定性方面仍具有一定优势。

3. 生产经营

（1）电力资产

公司主营为火电业务，随着公司业务扩张，逐步由单一化火电向电力能源多元化发展，清

洁能源占比逐步提高，电源结构逐步优化。

截至2017年底，公司权益装机容量1705.16万千瓦，其中煤电权益装机容量1235.57万千瓦，占比72.46%；清洁能源（含水电、风电、光伏发电及燃气发电）权益装机容量合计469.59万千瓦，占比27.54%。公司规模化优势显著。

表3 截至2017年底公司电力机组装机容量情况
(单位: 万千瓦、%)

发电厂	装机容量	权益比例	权益装机容量
火电	平圩电厂	126.00	100.00
	平圩二厂	128.00	75.00
	平圩三厂	200.00	60.00
	姚孟电厂	216.00	100.00
	大别山电厂	128.00	51.00
	福溪电厂	120.00	51.00
	中电神头电厂	120.00	80.00
	芜湖电厂	132.00	100.00
	常熟电厂	332.00	50.00
	新塘电厂	60.00	50.00
	鲤鱼江电厂	60.00	25.20
	上海电力（煤电）	742.55	15.08
	上海电力（燃气）	243.22	15.08
	小计	2607.77	--
水电	五强溪电厂	120.00	63.00
	三板溪电厂	100.00	59.85
	凌津滩电航	27.00	63.00
	洪江电厂	27.00	63.00
	碗米坡电厂	24.00	63.00
	挂治电厂	15.00	59.85
	白市电厂	42.00	59.85
	托口电厂	83.00	63.00
	株溪口电厂	7.40	63.00
	东坪电厂	7.20	63.00
	马迹塘电厂	5.55	63.00
	近尾洲电厂	6.32	63.00
	其他小水电厂	13.75	57.33~63
	结斯沟电厂	2.40	44.10
	四川能投	14.10	12.17
	小计	494.72	--
风电	布尔津电厂	4.95	63.00
	托克逊电厂	4.95	63.00

临湘电厂	5.00	63.00	3.15
鄯善电厂	9.90	63.00	6.24
东岗岭电厂	5.00	63.00	3.15
古浪电厂	10.00	44.10	4.41
大青山电厂	5.00	63.00	3.15
新邵龙山电厂	5.00	63.00	3.15
新平电厂	4.95	32.10	1.59
上海电力	92.08	15.08	13.89
小计	146.83	--	44.97
光伏	朔城区电站	5.00	100.00
	铁岭电站	2.50	100.00
	焦岗湖电站	4.00	100.00
	铁门岗电站	5.00	100.00
	中电江门	1.40	100.00
	青河电站	2.00	63.00
	新巴尔虎左旗电站	2.00	63.00
	黄泥滩电站	2.00	100.00
	宜阳电站	2.00	44.10
	湘潭电站	1.10	44.10
	大同电站	10.00	100.00
	福山电站	6.50	50.00
	洛阳电站	0.60	100.00
	谢家集电站	7.00	100.00
	普安新能源	10.00	100.00
	高唐电站	2.00	44.10
	宇涵电站	2.00	44.10
	芮城电站	8.00	100.00
	新泰电站	10.00	100.00
	新田电站	2.00	63.00
	上海电力	87.93	15.08
小计	173.03	--	88.92
合计	3422.35	--	1705.16

资料来源：公司提供

注：小数位差异为四舍五入导致。

公司的发电业务主要分布于江苏、安徽、湖南、山西、广东、四川等地，电力生产保持安全平稳态势。总体看，公司装机容量规模较大，发电机组整体健康状况良好，有利于公司提供稳定的电力供应，满足电网的电力需求，从而使公司发电机组的利用小时数得到保障。但目前，公司电源结构仍以火电为主，未来随着各类清洁能源发电规模的进一步增长，公司

可能承受一定的经营压力。

(2) 电力生产

伴随公司可供装机容量的逐步扩张，公司发电量整体呈增长趋势，近三年分别为 635.31 亿千瓦时、634.03 亿千瓦时和 666.83 亿千瓦时。近年来由于全社会电力需求增速趋缓，电力行业机组利用小时数整体呈下降趋势，因此，公司积极参与市场竞争争取提升发电量，目前公

司参与直供电交易的电厂分布在安徽、河南、湖北及山西，2016 年和 2017 年直供电电量分别为 108.23 亿千瓦时和 133.18 亿千瓦时，占公司上网电量的 20%左右；同时，由于煤炭成本的快速提升，直供电电价也有所回升，2017 年直供电平均除税后电价较平均除税后标杆上网电价折让约 8.70%。

表 4 公司电站运营指标情况

项目		2015 年	2016 年	2017 年
合计	权益装机容量（万千瓦）	1625.46	1672.86	1705.16
	可控装机容量（万千瓦）	1704.05	1752.50	1759.52
	发电量（亿千瓦时）	635.31	634.03	666.83
	上网电量（亿千瓦时）	608.68	607.60	640.54
火电	权益装机容量（万千瓦）	1313.56	1304.61	1272.25
	可控装机容量（万千瓦）	1201.00	1201.00	1170.00
	发电量（亿千瓦时）	446.45	446.05	480.21
	上网电量（亿千瓦时）	422.52	422.44	456.53
	上网电价（元/千瓦时）	0.34333	0.30908	0.31314
	机组利用小时数（小时）	4099.00	3714.00	4104.00
	平均单位燃料成本（元/兆瓦时）	145.36	154.41	209.19
	平均供电煤耗率（克/千瓦时）	307.08	304.93	304.23
水电	权益装机容量（万千瓦）	296.24	297.96	299.03
	可控装机容量（万千瓦）	478.20	478.20	478.22
	发电量（亿千瓦时）	185.71	180.75	170.68
	上网电量（亿千瓦时）	183.13	178.19	168.53
	上网电价（元/千瓦时）	0.30237	0.30276	0.28462
	机组利用小时数（小时）	3893.00	3780.00	3553.00
风电	权益装机容量（万千瓦）	15.66	31.48	44.97
	可控装机容量（万千瓦）	24.85	39.80	39.80
	发电量（亿千瓦时）	3.15	4.65	9.13
	上网电量（亿千瓦时）	3.03	4.42	8.78
	上网电价（元/千瓦时）	0.50379	0.47503	0.44334
	机组利用小时数（小时）	1630.00	1581.00	1853.00
光伏	权益装机容量（万千瓦）	--	38.81	88.92
	可控装机容量（万千瓦）	--	33.50	71.50
	发电量（亿千瓦时）	--	2.58	6.82
	上网电量（亿千瓦时）	--	2.55	6.70
	上网电价（元/千瓦时）	--	0.80132	0.72398

资料来源：根据公司财务报告整理

注：上海电力股份有限公司（以下简称“上海电力”）经营业务包括煤电、气电、风电和光伏；2015年，公司出售部分上海电力股份，导致公司火电权益装机容量有所下降；2016年以后，公司拆分上海电力火电（含煤电和气电）、风电和光伏业务，分别统计装机容量；利用小时数按照各机组实际运营时间测算所得。

火电

公司电力经营以火电为主，近年来，公司火电机组运行较为稳定，发电量和上网电量保持较好水平。截至 2017 年底，公司火电权益装机容量 1272.25 万千瓦，权益装机容量较年初有所下降，一方面由于联营公司上海电力装机容量和持股比例变更；另一方面由于公司为配合国家大力发展清洁能源的战略，适当地调整了火电项目的开发和建设，并关停了姚孟电厂 31 万千瓦机组。

机组运行方面，2015~2017 年，公司火电机组利用小时数波动上升，2016 年为 3714 小时，同比减少 385 小时，一方面由于电力供给增速高于电力需求增速导致全国火电机组利用小时数的减少；另一方面，由于公司清洁能源发电占比提升，且近两年华东和华中地区来水量好，公司水电一定程度上冲击火电发电需求。2017 年，公司火电利用小时数为 4104 小时，同比增长 390 小时，主要由于公司努力提升火电板块运营能力，加强电力营销，有序发展直供电市场，推进与大电量终端用户的直供电交易。2015~2017 年，公司分别实现发电量 446.45 亿千瓦时¹、446.05 亿千瓦时和 480.21 亿千瓦时；同期，火电上网电价波动下降，2016 年为 0.30908 元/千瓦时，同比下降 9.98%，主要由于前期煤炭价格下降，受煤电联动影响，国家多次出台电价调整政策下调煤电标杆上网电价；2017 年，公司火电平均上网电价为 0.31314 元/千瓦时，同比回升 1.31%，一方面由于燃煤成本快速回升促使国家发改委发布通知称自 2017 年 7 月 1 日起取消、降低部分国家政策基金，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价；另一方面，公司于 2017 年实现全部机组的超低排放改造，其中 17 台机组获得超低排放电价，带动平均上网电价的提升。

机组效率方面，公司主力燃煤机组整体技术水平较为先进、运行效率高、能耗水平低，具备较好的经济性和设备可靠性，使得公司发

电机组整体性能和单位能耗水平均具有较强的竞争优势。近年来，公司通过加大技改力度，不断对发电系统进行优化，使得平均供电煤耗呈下降趋势，2017 年为 304.23 克/千瓦时。此外，受煤炭价格波动影响，公司平均单位燃料成本持续上升，压缩了火电板块利润，2017 年为 209.19 元/兆瓦时，同比增长 35.48%，导致公司火电成本提升，出现经营亏损。

水电

公司水电资产由控股子公司五凌电力负责运营，五凌电力是湖南省网内的第二大发电企业和最大的水电企业。截至 2017 年底，公司投入运营的水电站共 14 座，主要分布于湘、黔两省的沅水、湘江和资江流域。近年来，公司水电权益装机规模持续增长，截至 2017 年底为 299.03 万千瓦。

受益于国家节能环保政策的实施以及近两年湘黔地区来水情况较好，公司持续优化流域电量调度，水电机组利用小时数保持在较好水平，2017 年为 3553 小时。公司水电发电量和上网电量有所下降，2017 年分别为 170.68 亿千瓦时和 168.53 亿千瓦时，分别占总发电量和总上网电量的 25.60% 和 26.31%。同期，公司水电平均上网电价小幅下降至 0.28462 元/千瓦时，伴随水电上网电价的下降以及上网电量下降，公司水电收入逐年下降，盈利能力有所减弱。

风电及光伏

公司风电资产也由五凌电力负责运营，近年来，公司大力发展风电业务，风电权益装机规模持续提升，2015~2017 年底分别为 15.66 万千瓦、31.48 万千瓦和 44.97 万千瓦。2014 年公司风电首次实现全时段运营，实现发电量 2.02 亿千瓦时，实现上网电量 1.98 亿千瓦时；2015 年以来，随着风电装机容量的增长，发电量和上网电量增长快，2017 年分别为 9.13 亿千瓦时和 8.78 亿千瓦时，分别同比上升 96.34% 和 98.62%。

截至 2017 年底，公司已投运 10 家风电厂，其中 3 家位于新疆，5 家位于湖南，1 家位于甘肃，1 家位于云南。新疆地区存在一定的弃风压力，公司通过加强电力营销、自建外送线路等方式

¹ 由于部分机组 2015 年底投产运营，全年实际运营装机容量低于表 4 数据，因此按照实际运营机组测算的利用小时数高于 2016 年水平，但发电量相对稳定。

减轻弃风压力，公司新疆地区风电厂消纳情况高于当地平均水平。上网电价方面，受上网电价政策性调整以及公司新投产风电机组时间及区域分布差异等因素影响，近三年公司风电上网电价呈下降趋势，2017年为0.44334元/千瓦时，同比下降6.67%。

光伏发电方面，2016年，大同电站、朔城区电站、铁门岗电站等10座电站陆续投产，公司已投产光伏发电可控装机容量33.50万千瓦，权益装机容量38.81万千瓦；同期，公司光伏发电量及上网电量分别为2.58亿千瓦时和2.55亿千瓦时，平均上网电价为0.80132元/千瓦时。2017年，公司新投产宜阳电站、新泰电站、普安新能源等10个光伏电站，合计装机容量40.02万千瓦；同时2016年陆续投产的光伏电站实现全时段运营，带动公司2017年实现光伏发电量6.82亿千瓦时，同比增长164.34%。由于近年来国家不断推行清洁能源补贴退坡，光伏标杆上网电价持续下降，2017年为0.72398元/千瓦时，同比下降9.65%。

截至目前，公司风电及光伏发电装机容量规模较小，对公司收入贡献较小。未来，随着公司新建装机的逐步投产，公司风电及光伏发电权益装机容量有望快速增长，发电量及电力收入有望进一步提升。

总体看，公司逐步由单一化火电向电力能源多元化发展，并已具备规模优势。伴随公司权益装机容量的增长以及电源结构的逐步优化，公司发电量有望进一步增长，但由于上网电价的下降以及燃煤成本的回升，公司盈利能力有所下降。

（3）配售电和综合能源业务

随着电力市场化改革不断推进，部分地区的电力企业经资格申请及政府审批之后将可以开展直供电业务。为应对发电市场的激烈竞争，公司积极参与电力市场化改革，并陆续成立7家售电或综合能源公司，积极发展配售电和综合能源业务。2016年，公司入股贵安新区配售电有限公司，持有其8%的股份，其主业为投资建设及经营管理贵州贵安新区直管区电网相关配售电业务；并收购四川能投发展股份有限公司12.17%的股

权，其主业为电网、电源的开发建设、经营管理及电力销售；上述投资标志着公司进入地方独立配售电业务。同时，公司大力开发综合能源业务，在广东、广西、四川和安徽等多地发展多联供和多能互补项目，可以向用户同时提供电力、热力、冷能、工业用水等综合能源。

4. 经营效率

由于发电企业的发电量根据调度情况扣除厂用等损耗后都能够上网销售，除燃煤库存外没有产成品积压，同时电网能够按期支付上网电费，收入实现有保障，因此发电企业的应收账款周转率和存货周转率一般高于普通制造业。2015~2017年，公司销售债权周转次数与总资产周转次数呈下降趋势，存货周转次数逐年增长，三年加权均值分别为7.93次、0.22次和35.16次；2017年，公司上述经营指标值分别8.01次、0.21次和35.91次，在电力行业中均处于较高水平。总体看，公司整体运营效率高。

5. 重大事项

2017年10月9日，公司与国家电投签订有条件买卖协议，同意以48.52亿元代价有条件收购国家电投集团广东电力有限公司（不包括中电投前詹港电有限公司）、国家电投集团广西电力有限公司（以下简称“广西公司”）和中电（四会）热电有限责任公司100%的股权；同日，公司与国家电投签订另一份有条件买卖协议，同意以1.17亿元代价有条件收购国家电投集团安徽新能源有限公司、国家电投集团湖北绿动新能源有限公司、国家电投集团山东新能源有限公司（以下简称“山东公司”）和国家电投集团寿县新能源有限公司100%的股权。该收购已于2017年11月8日经公司股东批准通过。为拨付该等收购，公司于2017年12月15日按每持有三股当时的现有股份获配发一股供股股份的基准，以每股供股股份1.82港元认购价，向于2017年11月22日营业时间结束时其姓名登记在公司股东名册的合资格人士，配发及发行24.52亿股新股份（供股）。供股的所得款项总额与经扣

除开支的净额分别为37.77亿元及37.34亿元。截至2017年底，公司现金及现金等价物同比大幅增长，主要系新增供股所得款项净额37.34亿元所致，该款项将于收购完成时作为偿付应付代价。

截至2018年5月31日，公司已完成广西公司和山东公司两家股权交割工作，上述两家公司下均为新能源项目，其中，广西公司可控装机容量129.65万千瓦（风电装机容量64.65万千瓦、光伏装机容量2万千瓦、水电装机容量63万千瓦）；山东公司可控装机容量9.34万千瓦（风电装机容量6.76万千瓦、光伏装机容量2.58万千瓦）。

国家电投集团广东电力有限公司（不含中电投前詹港电有限公司）、中电（四会）热电有限责任公司、国家电投集团安徽新能源有限公司、国家电投集团湖北绿动新能源有限公司及国家电投集团寿县新能源有限公司预计于2018年9月30日前完成交割。以上收购事项完成后，公司新能源装机容量占比将会进一步提升，电力生产结构也将进一步优化。

6. 未来发展

（1）发展战略

优化产业结构

公司将以“四个转型发展”为主线。一要坚持清洁发展，结合内外部形势，火电要精增量、稳存量；水电要深度开发，适当开展扩机

增容；气电要在京津冀鲁等优质区域稳步布局；坚持集中式和分布式并重、合作开发和自主开发并重，全力发展新能源项目，不断提高公司清洁能源比重。二要坚持综合发展，在原本单一电力供应的基础上，以用户的需求为核心，为客户量身提供综合能源的服务。三要坚持智慧发展，持续创新，不断提高公司的核心竞争力。四要坚持跨国发展，打造国际品牌。

优化区域布局

主要发展规划为东进南拓、优中强北。东南沿海地区经济发达，电源市场竞争激烈，但因为具有较为明显的经济优势和较为广阔的用能空间，适宜开展电力投资，因此公司将加快谋划在该区域的电源布局，打造新的利润增长点。中部和北部地区为中国主要的能源输出区域，公司在该区域资产布局相对较重，未来将在夯实存量资产生产经营的基础上，不断发挥既有优势，深挖更多优质资源，持续提高中部地区对公司的利润贡献度。

（2）发展举措

公司主要在建项目17个，估算总投资金额合计达199.36亿元，其中，火电项目投资127.50亿元；水电项目投资29.30亿元；风电项目投资39.73亿元；光伏项目投资2.83亿元。2017年，公司在建工程已投资44.00亿元，预计2018年需投资38.22亿元，公司未来存在一定的筹资压力。

表5 截至2017年底公司主要在建工程项目情况（单位：万千瓦、亿元）

序号	项目名称	建设规模	项目总投资	2017年完成投资金额	2018年计划投资金额	预计完工时间
火电	中电普安电厂	132.00	48.80	15.96	7.00	2018年
	大别山电厂	132.00	45.80	3.00	7.00	2019年
	商丘电厂	70.00	32.90	8.00	11.40	2018年
	小计	334.00	127.50	26.96	25.40	
水电	落水洞电厂	3.50	4.49	3.60	0.36	2018年
	麻窝电厂	3.20	3.36	2.71	0.45	2018年
	五强溪电厂	50.00	21.45	0.14	2.25	2023年
	小计	56.70	29.30	6.45	3.06	
风电	涟源龙山电厂	5.00	4.26	2.33	1.15	2018年
	荆竹山电厂	5.00	3.90	1.95	0.72	2018年
	维山电厂	7.00	5.68	0.00	1.40	2020年

	松木塘电厂	5.00	4.18	1.23	0.99	2019 年
	太和仙电厂	5.05	4.15	0.03	0.90	2019 年
	紫云山电厂	5.00	4.18	1.61	0.97	2019 年
	上江圩电厂	7.00	5.94	1.55	1.39	2019 年
	狮子岭电厂	5.00	3.94	0.00	0.10	2020 年
	金紫仙电厂	5.00	3.50	0.01	1.19	2019 年
	小计	49.05	39.73	8.71	8.81	
光伏	汪家冲电站	2.00	1.47	0.87	0.60	2018 年
	连南电站	2.00	1.36	1.01	0.35	2018 年
	小计	4.00	2.83	1.88	0.95	
合计		443.75	199.36	44.00	38.22	

资料来源：公司提供

中电普安电厂项目，位于贵州省黔西南布依族苗族自治州普安县雪浦乡老地村，工程总装机容量为2×66万千瓦国产超临界燃煤发电机组。电厂采用二次循环水冷却方式，年用水量约1393万立方米，水源取自五嘎冲水库。锅炉设计煤种为普兴矿区贫煤，年需燃煤约296.05万吨，由公路运输到厂，所排灰渣全部综合利用，大冲灰场作为事故周转灰场。电厂以500千伏电压等级接入系统。目前进行主体工程施工阶段。

大别山电厂二期扩建工程拟建设2×66万千瓦国产超超临界燃煤机组，位于湖北省黄冈市麻城市中馆驿镇。年需燃煤约280×104t，燃煤采用淮南矿业(集团)有限责任公司淮南矿区以及淮矿西部公司在鄂尔多斯地区合作开发的泊江海子、唐家会、色连二号三个煤矿的烟煤。燃料采用铁路运输方式运抵电厂。灰渣100%综合利用，灰场采用一期毛家垄水灰场改造后干灰场。采用二次循环供水系统，电厂补给水取自电厂北面3.25km浮桥河水库，夏季补给水量为2220m³/h，冬季补给水量为1917m³/h。送出线路一台机组接入电厂一期500kV配电装置，通过电厂至道观河500千伏线路送入湖北500千伏主网；另一台66万千瓦机组以220kV电压等级通过单元接线形式出线1回接入系统，厂内不设配电装置。项目由公司、淮南矿业集团、湖北清能地产集团有限公司、黄冈市投资公司、麻城市国有资产经营有限公司共同出资建设，

主要担负向华中电网输送电能任务。工程于2016年11月开工，计划于2019年12月投产发电。

商丘电厂项目为公司控股建设的商丘民生热电（2×35万千瓦）“上大压小”工程项目，位于商丘市东北部规划物流园区内，距市中心约7km。工程新建2×35万千瓦热电联产供热机组，同步建设烟气脱硫装置、脱硝装置。采用带自然通风冷却塔的二次循环冷却方式，拟采用商丘市污水处理厂二期工程的再生水作为厂用水源，备用水源采用三义寨引黄河水，经林七、吴屯、郑阁水库调蓄后供给。锅炉设计煤种为河南新密矿区和山西煤炭进出口集团有限公司矿区原煤作为锅炉的燃煤。运煤翻车机系统设在厂外，采用管带和厂内输煤系统连接方案。所排灰渣全部综合利用，土楼灰场作为事故周转灰场，灰场占地约133亩，满足电厂1年贮灰的要求。电厂以220千伏电压等级接入厂内的220kV配电装置。工程于2017年2月开工，计划于2018年12月投产。

此外，截至2017年底，公司正在开展前期工作的新项目装机容量总额约450万千瓦，其中可再生能源项目装机容量总额约140万千瓦，天然气装机容量110万千瓦，火力热电联产装机容量约200万千瓦。

总体看，随着公司在建及拟建项目建成投产，未来几年公司的经营规模有望进一步扩大。同时，由于在建、拟建项目投资规模较大，公司资金面将面临一定压力，对外融资依赖程度

将有所加大。考虑到目前公司投资项目较为优良，上述项目的投产将有助于推进公司整体盈利规模及现金流的增长。

八、财务分析

1. 财务概况

公司提供了2015~2017年度财务报表，香港德勤关黄陈方会计师行对该财务报告进行了审计，审计意见为：该综合财务报表已根据香港财务报告准则真实地反映公司于2015、2016、2017年底财务状况以及2015、2016、2017年度综合财务表现及综合现金流量，并已遵照香港《公司条例》妥为编制。公司综合财务报表按照《香港财务报告准则》编制。

截至2017年底，公司（合并）资产总额980.27亿元，权益总额（含非控股股东权益73.93亿元）371.94元。2017年公司实现收入199.67亿元，除税前利润15.61亿元。

2. 资产质量

2015~2017年，公司资产总额以年均6.61%的速度持续增长，其中非流动资产稳定增长，支撑了公司资产规模的扩张，同期流动资产规模亦持续增长。截至2017年底，公司资产总额为980.27亿元，同比增长7.50%，其中流动资产和非流动资产分别占9.51%和90.49%，公司资产以非流动资产为主，符合电力生产企业资产特征。

流动资产

2015~2017年，公司流动资产以年均33.75%的速度快速增长，截至2017年底，公司流动资产93.20亿元，同比增长36.19%。从构成来看，公司流动资产主要由应收账款（占28.35%）、现金及现金等价物（占49.12%）、预付款、按金及其他应收款项（占11.94%）、应收关联方款项（占4.86%）和存货（占4.97%）等构成。

2015~2017年，公司存货持续增长，年均复合增长20.46%。截至2017年底，公司存货为4.63亿元，同比增长12.74%，其中煤及石油占

67.39%，备件与消耗品占32.61%。

2015~2017年，公司应收账款波动上升，年均复合增长0.08%。截至2017年底，公司应收账款26.42亿元，同比增长12.62%，由应收电网公司及其他公司账款（占94.86%）和应收票据（占5.14%）组成。从账龄方面看，公司应收账款账龄在三个月以内的占83.66%，4~12个月的占14.18%，一年以上的占2.16%；其中，账龄在三个月以上的应收账款合计5.01亿元，同比2016年的1.50亿元大幅增长，该部分应收账款虽然已经逾期，但因主要为政府对风力及光伏发电项目的清洁能源电价补贴，且信贷素质并无重大变化且有关资金回收可能性大，公司并未提取坏账准备。同期公司应收票据均为银行承兑汇票，一般于360日内到期。截至2017年底，公司用于借贷的已抵押应收账款余额11.25亿元，同比变化不大，占应收账款总额的44.58%，抵押率较高。

公司预付款、按金及其他应收款项主要为购买存货和材料预付款、待抵扣增值税流动部分、按金以及其他应收款。2015~2017年，公司预付款、按金及其他应收款项持续增长，年均复合增长33.96%。截至2017年底，公司预付款、按金及其他应收款项为11.13亿元，同比增长38.33%。

表6 公司主要应收关联方款项情况(单位: 万元)

应收关联方款项	2016年	2017年
应收国家电投财务的款项	63	522
应收国家电投控制的公司（除国家电投财务外）的款项	11287	11354
应收同系附属公司的款项	13262	13262
应收一家联营公司的款项	45731	15544
应收一家附属公司非控股股东的款项	2471	4174
合计	72874	44856

资料来源：根据公司财务报告整理

2015~2017年，公司应收关联方款项波动增长，分别为0.78亿元、7.30亿元和4.53亿元，年均复合增长141.73%。

2015~2017年，公司现金及现金等价物快速增长，年均复合增长73.09%。截至2017年

底，公司现金及现金等价物为 45.78 亿元，同比大幅增长 153.01%，由银行存款与库存现金（43.75 亿元）以及于国家电投财务的存款（2.03 亿元）构成，不包含受限资产。

非流动资产

2015~2017 年，公司非流动资产持续增长，年均复合增长 4.63%。截至 2017 年底，公司非流动资产为 887.07 元，同比增长 5.17%；构成以物业、厂房及设备（占 84.68%）、可供出售金融资产（占 3.94%）、兴建发电厂预付款（占 3.68%）和联营公司权益（占 3.08%）为主，符合电力行业资本密集型的特点。

2015~2017 年，公司物业、厂房及设备持续增长，年均复合增长 5.00%。截至 2017 年底，公司物业、厂房及设备为 751.19 亿元，同比增长 5.97%，主要为公司的发电设备及房屋建筑物。近三年公司物业、厂房及设备合计占总资产的比重分别为 79.00%、77.74% 和 76.63%，符合电力行业固定资产比重大的特点。其中 30.92 亿元的物业正在办理相关手续，5.29 亿元的资产已抵押作为公司长期银行借款的担保。2017 年，公司物业、厂房及设备折旧开支合计 32.82 亿元，累计减值亏损 4.46 亿元。

公司兴建发电机预付款为支付承建商兴建发电厂的预付款，包括已付款但尚未运送到相关发电厂安装的设备及机器。2015~2017 年，公司兴建发电机预付款快速上升，年均复合增长 52.08%。截至 2017 年底，公司兴建发电机预付款为 32.67 亿元，同比增长 16.29%，主要系公司兴建发电厂增多，支付兴建发电厂的预付款及未运达相关发电厂安装的设备及机器款项增多导致。

2015~2017 年，公司联营公司权益波动下降，年均复合下降 3.75%。截至 2017 年底，公司联营公司权益为 27.33 亿元，同比下降 9.80%，主要系公司收取自联营公司股息减少所致。截至 2017 年底，公司直接持有权益的联营公司为江苏常熟发电有限公司、贵州普安地瓜坡煤业有限公司、四川能投发展股份有限公司

和贵安新区配售电有限公司，公司间接持有权益的联营公司为湖南华润电力鲤鱼江有限公司、湖南核电有限公司、江苏常电环保科技有限公司和国家电投集团牟平能源发展有限公司。

2015~2017 年，公司可供出售金融资产快速下降，年均复合下降 20.29%，三年分别为 55.02 亿元、45.86 亿元和 34.96 亿元。公司可供出售金融资产 2016 年同比下降主要系公司减持上海电力股份所致；2017 年同比下降主要系持有的上海电力股本增加，致公司所持有的股权由 16.98% 被稀释至 15.08%。

综上所述，近年来伴随公司装机容量逐年上升，公司资产规模持续增长，构成以非流动资产中的物业、厂房及设备为主；流动资产中，应收账款、现金及现金等价物占比高，符合电力行业特点。公司整体资产质量较好，流动性一般。

3. 负债和权益

权益

2015~2017 年，公司权益总额逐年增长，年均复合增长 4.25%；截至 2017 年底，公司权益合计为 371.94 亿元，同比增长 7.51%，主要系股本增加所致，2017 年公司为收购国家电投及中电国际资产，按照公司股东会批准的方案配发及发行 24.52 亿股新股份，所得款项净额为 37.34 亿元。从权益构成来看，截至 2017 年底，公司股本、储备及非控股股东权益分别占 46.43%、33.70% 和 19.88%。

2015~2017 年，公司储备呈下降趋势，年均复合下降 4.65%；截至 2017 年底，公司储备为 125.34 亿元，同比下降 8.73%，以保留溢利（占 57.34%）为主。2015~2017 年，公司已付 2014~2016 年股息波动下降，分别为 12.19 亿元、17.06 亿元和 11.77 亿元，已付末期股息分别公司普通股人民币 0.168 元、0.232 元和 0.217 元。

综上所述，公司非控股股东权益权益和储

备中的保留溢利占比高，权益结构稳定性一般。

负债

2015~2017 年，公司负债持续增长，年均复合增长 8.14%，主要系流动负债增长所致。截至 2017 年底，公司负债合计 608.32 亿元，其中，流动负债和非流动负债分别占 47.38%和 52.62%，非流动负债始终占比略高。

2015~2017 年，公司流动负债以年均 31.61%的速度快速增长。截至 2017 年底，公司流动负债为 288.22 亿元，同比增长 29.41%，主要系银行借贷和关联方授予的借贷同比增长所致。截至 2017 年底，公司流动负债以银行借贷（占 53.92%）、关联方授予的借贷（占 21.01%）、应付建筑成本（占 11.07%）和其他应付款及应计开支（占 4.40%）为主。

2015~2017 年，公司应付账款及票据快速增长，年均复合增长 34.25%。截至 2017 年底，公司应付账款及票据为 11.16 亿元，同比增长 15.39%。从账龄看，账龄在 1 年以内的应付账款及票据占比为 96.26%。

公司应付建筑成本主要为公司下属发电设备及相关建筑物，2015~2017 年，公司应付建筑成本波动下降，年均复合下降 3.09%。截至 2017 年底，公司应付建筑成本为 32.02 亿元，同比增长 18.21%。

2015~2017 年，公司其他应付款项及应计开支保持相对稳定，年均复合增长 0.62%。截至 2017 年底，公司应付款项及应计开支为 12.69 亿元，同比小幅增长 1.17%，主要为公司应付款项及应计经营开支、应付税项、流动负债拨备和应付薪金及员工福利等。

2015~2017 年，公司流动负债中的银行借贷快速增长，年均复合增长 50.49%。截至 2017 年底，公司流动负债中的银行借贷为 155.42 亿元，币种以人民币为主，同比大幅增长 76.49%，其中无抵押的短期银行借贷占 58.26%，长期银行借贷的流动部分占 41.74%。

2015~2017 年，公司其他借贷有所波动，分别为 24.48 亿元、65.81 亿元和 0 亿元。主要

为公司发行的商业票据、公司债券和短期融资券。截至 2017 年底，公司其他借贷大幅下降，主要系公司先后赎回及兑付 20 亿元公司债券、偿还五凌电力 5 亿元短期债券、偿还 20.81 亿元商业票据以及偿还 20 亿元短期融资券所致。

2015~2017 年，公司关联方授予的借贷有所波动，分别为 7.14 亿元、5.01 亿元和 60.55 亿元。截至 2017 年底，公司关联方授予的借贷同比大幅增长，主要系新增国家电投授予的短期借贷 17.50 亿元以及新增国家电投授予的长期借贷的流动部分 38.94 亿元所致，上述借贷利率分别为 2.88%~5.58%和 2.94%~4.45%。

非流动负债方面，2015~2017 年，公司非流动负债持续下降，年均复合下降 4.88%，主要系融资租赁承担和递延所得税负债下降所致。截至 2017 年底，公司非流动负债 320.11 亿元，同比下降 6.73%，其中非流动负债中的银行借贷占 78.13%，关联方授予的借贷占 8.81%。

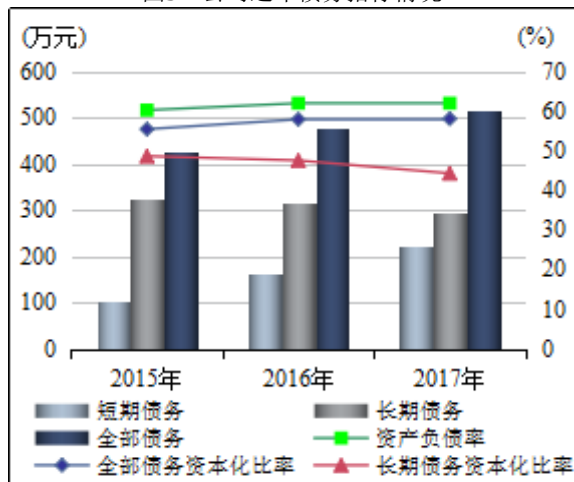
2015~2017 年，公司非流动负债中的银行借贷波动下降，年均复合下降 1.73%。截至 2017 年底，公司非流动负债中的银行借贷为 250.89 亿元，同比增长 1.56%。公司长期借款较多，主要是用于项目建设的长期融资较多。

2015~2017 年，公司非流动负债中的关联方授予的借贷波动增长，年均复合增长 11.00%，三年分别为 23.04 亿元、49.63 亿元和 28.38 亿元，主要为国家电投及国家电投财务授予的长期借款。

有息债务方面，2015~2017 年，公司全部债务快速增长，年均复合增长 9.99%。截至 2017 年底，公司全部债务总额为 516.40 亿元，同比增长 8.18%，短期债务和长期债务的比重分别为 42.66%和 57.34%，短期债务的比重近三年逐步增长，2016 年同比上升 10.23 个百分点，2017 年同比上升 8.47 个百分点。从债务指标来看，2015~2017 年，公司资产负债率与全部债务资本化比率呈增长趋势，长期债务资本化比率逐年下降，三项指标加权均值分别为 61.71%、

57.56%和 46.18%，截至 2017 年底，上述指标分别为 62.06%、58.13%和 44.33%，公司整体债务负担尚可。

图3 公司近年债务指标情况



资料来源：公司财务报告

综上所述，近年来公司有息债务规模持续增长，但整体债务负担尚可。

4. 盈利能力

公司收入主要为向地区及省级电网公司售电业务收入，2015~2017 年，公司收入波动下降，三年分别为 201.97 亿元、188.66 亿元和 199.67 亿元，其中 2016 年收入同比下降 6.59%，主要系上网电量和电价下降所致；2017 年收入同比增长 5.84%，主要系上网电量回升所致。2015~2017 年，公司销售及提供服务成本（燃料费用、折旧、职工薪酬、维修及保养费用与易耗品合计）逐年增长，年均复合增长 14.12%，主要受燃煤价格拉升影响，燃料成本近三年年均复合增长 24.70%，三年分别为 61.42 亿元、65.27 亿元和 95.50 亿元。受公司销售及提供服务成本增长影响，近三年公司营业利润率持续下降，分别为 40.36%、32.74%和 21.43%。根据国务院国资委财务监督与考核评价局公布的《企业绩效评价标准值》（2017），电力生产业大型企业营业利润率行业良好值为 15.7%，公司 2016 年公司营业利润率已优于行业良好值。此外，公司另有少量其他经营收益，主要

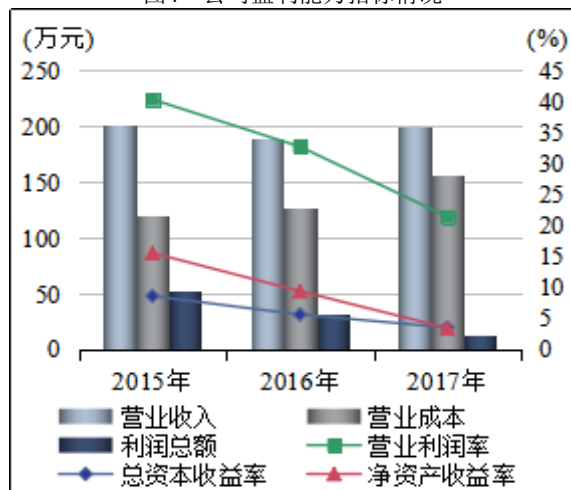
为增值税退税、股息收入、提供维修及保养服务收入、租金收入和酒店业务收入，计入其他收入科目，三年分别为 5.52 亿元、5.31 亿元和 3.66 亿元。

2015~2017年，公司其他收益及亏损净额快速下降，三年分别为8.57亿元、3.86亿元-0.62亿元，其中，2016年公司其他收益及亏损净额较上年下降主要系公司收取政府补贴同比减少所致；2017年同比大幅下降主要系衍生金融工具公允价值变动所致，截至2017年底，公司衍生金融工具²平盘公允价值变动1.11亿元，作为其他亏损计入公司收益。

2015~2017年，公司应占联营企业利润的金额分别为7.41亿元、5.40亿元和2.23亿元；应占合营公司利润分别为1.46亿元、1.50亿元和0.45亿元，对公司利润水平有一定影响。

受公司火电业务板块毛利率同比大幅下降的影响，公司除税前溢利近年快速下降，2015~2017年分别为65.53亿元、39.94亿元和15.61亿元，年均复合下降51.19%。同期，公司的净资产收益率分别为15.57%、9.41%和3.44%；总资本收益率分别为8.62%、5.62%和3.55%，均呈逐年下降趋势。公司整体盈利能力有所弱化。

图4 公司盈利能力指标情况



资料来源：公司财务报告

² 衍生金融工具指公司为对冲2014年7月所发行短期美元商业票据带来的外汇风险而于2015年订立的期权合约。

总体看，近年公司收益规模受成本拉升影响而有所下降，逐年下降的毛利水平使得公司年度净利润有所减少，公司盈利水平下降明显。

5. 现金流分析

从经营活动看，2015~2017 年公司经营活动所得现金净额快速下降，年均复合下降 32.83%；2017 年公司经营活动所得现金净额为 31.32 亿元，同比下降 48.80%，主要系燃料成本增加导致经营现金流出增长所致。

从投资活动看，2015~2017 年，公司投资活动所用现金净额分别为-31.57 亿元、-84.39 亿元和-62.85 亿元，受公司物业、厂房及设备固定资产投资规模较大影响，公司投资活动现金流表现为净流出。2016 年公司投资活动所用现金净流出量较 2015 年净流出量同比大幅增长，主要系物业、厂房及设备与兴建发电厂资金流出同比增长 31.35 亿元所致；2017 年净流出量同比有所下降，其中物业、厂房及设备与兴建发电厂预付款支出为 75.54 亿元。

2015~2017 年公司融资活动前现金流净额分别为 37.86 亿元、-23.22 亿元和-31.53 亿元，2016~2017 年公司经营现金流不足以满足自身投资需求。

从融资活动看，2015~2017 年，公司融资活动所得/所用现金净额分别为-33.88 亿元、26.26 亿元和 59.82 亿元。公司融资活动所得/所用现金净额 2015 年受偿还债务影响表现为净流出；2016 年因提取银行借贷同比大幅增长 49.16%至 170.27 亿元，公司融资活动转变为现金净流入；2017 年提取银行借款同比增长 36.97%至 233.22 亿元，公司融资活动净流入量同比大幅增长 127.80%。

总体看，公司经营活动所得现金流净额近年快速下降，且自 2016 年起已不足以覆盖公司投资活动所需资金；公司融资活动所得现金主要源自银行借贷。考虑到在建项目保持较大规模，公司仍存一定融资需求。

6. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2015~2017 年，公司流动比率与速动比率均呈上升趋势，三年加权均值分别为 31.65%和 29.91%，2017 年两项指标分别为 32.34%和 30.73%，同比均有所上升，指标处于较低水平。同期，公司经营现金流动负债比快速下降，三年分别为 41.72%、27.47%和 10.87%，降幅明显。考虑到公司较强的获现能力，公司短期偿债能力较好。

从长期偿债能力指标看，2015~2017 年，公司 EBITDA 分别为 116.94 亿元、91.45 亿元和 70.04 亿元。同期，公司 EBITDA 利息倍数分别为 5.02 倍、4.50 倍和 3.16 倍，全部债务/EBITDA 分别为 3.65 倍、5.22 倍和 7.37 倍。公司长期偿债能力较强。

公司作为港股上市公司，资本市场和债券市场融资渠道畅通。

截至 2017 年底，公司无对外担保。

7. 抗风险能力

基于对电力行业良好的发展前景、华东和华中地区区域经济环境和区域电力状况、公司基础素质、经营情况和财务风险的综合判断，公司整体抗风险能力极强。

九、本期中期票据偿债能力

1. 本期中期票据对公司现有债务的影响

公司本期中期票据拟发行额度为 20 亿元，分别为 2017 年底公司长期债务和全部债务的 6.75%和 3.87%，对公司现有债务影响较小。

截至 2017 年底，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为 62.06%、58.13%和 44.33%，不考虑其他因素，预计本期中期票据发行后，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率将分别上升至 62.82%、59.05%和 45.94%。考虑到本期中期票据将用于偿还有息债务，发行后，公司实际负债水平或低于上述模拟值。

2. 本期中期票据偿还能力分析

2015~2017 年，公司经营活动所得现金净额分别为 69.42 亿元、61.17 亿元和 31.32 亿元，分别为本期中期票据的 3.47 倍、3.06 倍和 1.57 倍，公司经营活动所得现金净额对本期中期票据保障程度较强。

2015~2017 年，公司 EBITDA 分别 116.94 亿元、91.45 亿元和 70.04 亿元，分别为本期中期票据的 5.85 倍、4.57 倍和 3.50 倍，公司 EBITDA 对本期中期票据的保障能力强。

续下降，整体盈利能力有所弱化。

本期中期票据对公司现有债务影响较小，公司经营活动所得现金净额对本期中期票据保障能力较强，EBITDA 对本期中期票据保障能力强。

基于对公司主体长期信用状况以及本期中期票据偿还能力的综合评估，联合资信认为，公司本期中期票据到期不能偿还的风险极低，安全性极高。

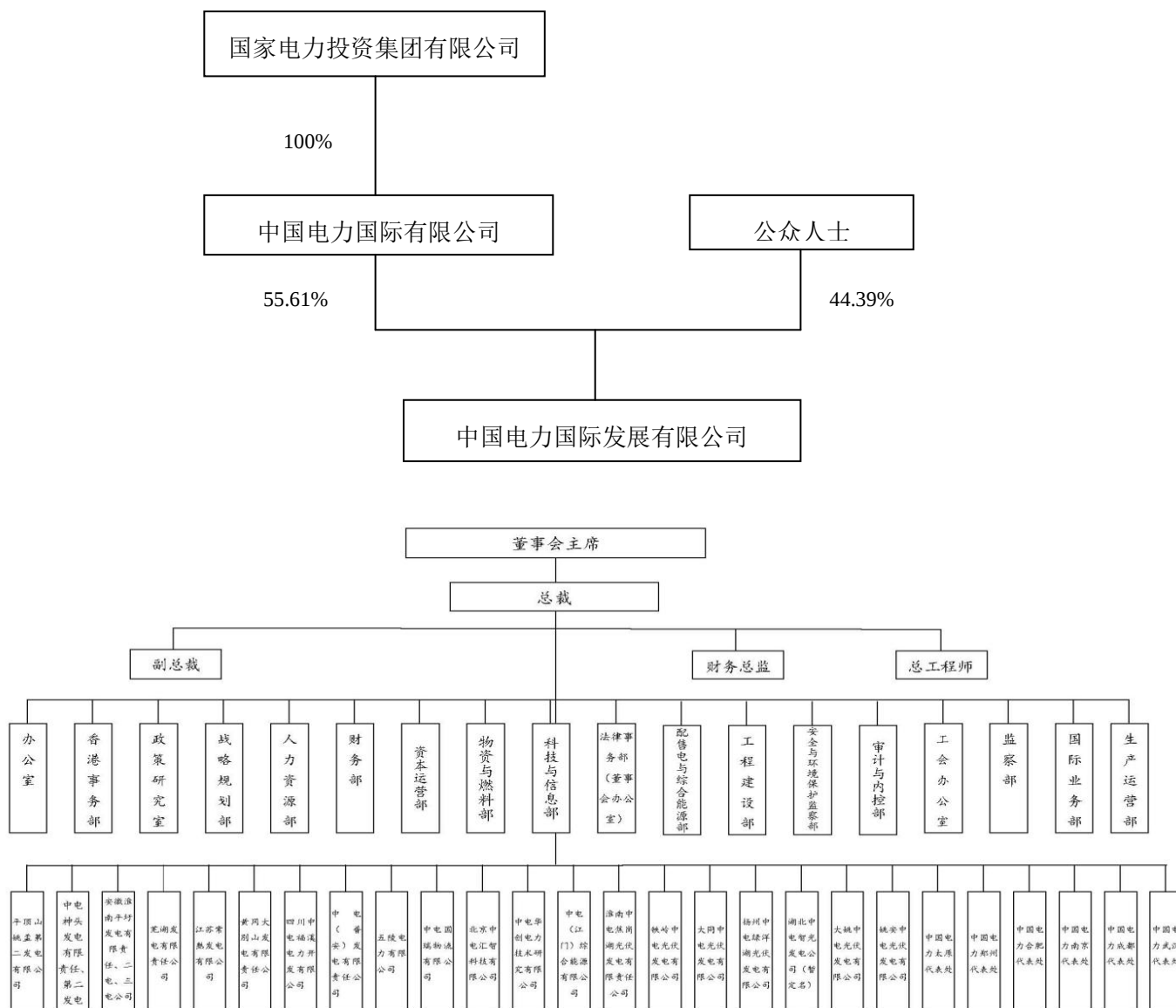
十、结论

电力行业是国民经济和社会发展的基础和支柱产业，具有良好的长期发展前景。同时，随着电力体制改革的推进，节能调度、上大压小、竞价上网等政策将增加行业竞争，优势企业将获得更好的发展空间。

公司作为华北、华中及西南地区主要的电力供应商，在行业地位、生产规模、装备水平、区域经济、股东支持等方面具有显著优势。经营方面，公司以火电经营为主，近年来逐步扩张清洁能源占比，电源结构逐步优化。但受限于电力需求增速趋缓以及上网电价下调，公司电力销售收入呈波动下降趋势；同时由于近期煤炭价格快速回升，公司火电成本增长快，2017 年火电已出现经营性亏损。未来，随着公司在建及规划建设的发电项目陆续投入运营，公司的收入和资产规模有望保持增长，清洁能源发电有望成为公司收入及利润的重要来源，公司综合实力将进一步增强。

财务方面，近年来公司资产规模持续增长，以非流动资产为主，物业、厂房及设备、应收账款、现金及现金等价物占比高，符合电力行业特点，公司整体资产质量较好，流动性一般；由于非控股股东权益权益和储备中的保留溢利占比高，公司权益结构稳定性一般；近年来公司有息债务规模持续增长，但整体债务负担尚可；同期，公司收益规模受成本拉升影响而持

附件 1 截至 2017 年底公司股权结构图和组织结构图



附件 2 主要财务数据及指标

项目	2015 年	2016 年	2017 年
财务数据			
现金及现金等价物(亿元)	15.28	18.09	45.78
资产总额(亿元)	862.43	911.87	980.27
权益总额(亿元)	342.26	345.95	371.94
短期债务(亿元)	102.27	163.19	220.28
长期债务(亿元)	324.62	314.16	296.12
全部债务(亿元)	426.89	477.35	516.40
收入(亿元)	201.97	188.66	199.67
除税前利润(亿元)	65.53	39.94	15.61
EBITDA(亿元)	116.94	91.45	70.04
经营活动所得现金净额(亿元)	69.42	61.17	31.32
财务指标			
销售债权周转次数(次)	8.28	7.57	8.01
存货周转次数(次)	33.82	34.78	35.91
总资产周转次数(次)	0.24	0.21	0.21
营业利润率(%)	40.36	32.74	21.43
总资本收益率(%)	8.62	5.62	3.55
净资产收益率(%)	15.57	9.41	3.44
长期债务资本化比(%)	48.68	47.59	44.33
全部债务资本化比率(%)	55.50	57.98	58.13
资产负债率(%)	60.31	62.06	62.06
流动比率(%)	31.31	30.73	32.34
速动比率(%)	29.39	28.88	30.73
经营现金流动负债比(%)	41.72	27.47	10.87
EBITDA 利息倍数(倍)	5.02	4.50	3.16
全部债务/EBITDA(倍)	3.65	5.22	7.37

附件 3 主要财务指标的计算公式

指标名称	计算公式
增长指标	
资产总额年复合增长率	(1) 2 年数据: 增长率= (本期-上期) / 上期×100% (2) n 年数据: 增长率=[(本期/前 n 年) ^{1/(n-1)} - 1]×100%
净资产年复合增长率	
收入年复合增长率	
除税前利润年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	收入 / (平均应收账款)
存货周转次数	销售及提供服务成本 / 平均存货
总资产周转次数	收入 / 平均资产总额
盈利指标	
总资本收益率	(年度利润+费用化利息支出) / (权益总额+长期债务+短期债务) ×100%
净资产收益率	年度利润/权益总额×100%
营业利润率	(收入-销售及提供服务成本) / 收入×100%
债务结构指标	
资产负债率	负债总额/资产总额×100%
全部债务资本化比率	全部债务 / (长期债务+短期债务+权益总额) ×100%
长期债务资本化比率	长期债务 / (长期债务+权益总额) ×100%
担保比率	担保余额/权益总额×100%
长期偿债能力指标	
EBITDA 利息倍数	EBITDA/利息支出
全部债务/EBITDA	全部债务/EBITDA
短期偿债能力指标	
流动比率	流动资产合计/流动负债合计×100%
速动比率	(流动资产合计-存货) / 流动负债合计×100%
经营现金流动负债比	经营活动所得现金净额/流动负债合计×100%

注: 销售及提供服务成本=燃料成本+折旧+人工成本+维修及保养+消耗品

短期债务 (流动负债中科目) = 银行借贷+关联方授予的借贷+其他借贷+融资租赁承担的流动部分

长期债务 (非流动负债中科目) = 银行借贷+关联方授予的借贷+其他借贷+融资租赁承担

全部债务=短期债务+长期债务

EBITDA=除税前利润+费用化利息支出+折旧

利息支出=资本化利息支出+费用化利息支出

权益总额=本公司股东应占资本及储备+非控股股东权益

附件 4-1 主体长期信用等级设置及其含义

联合资信主体长期信用等级划分为三等九级，符号表示为：AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC、C。除AAA级，CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。详见下表：

信用等级设置	含义
AAA	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	偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低
A	偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，违约风险较高
B	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	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	在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务
C	不能偿还债务

附件 4-2 评级展望设置及其含义

联合资信评级展望是对信用等级未来一年左右变化方向和可能性的评价。联合资信评级展望含义如下：

评级展望设置	含义
正面	存在较多有利因素，未来信用等级提升的可能性较大
稳定	信用状况稳定，未来保持信用等级的可能性较大
负面	存在较多不利因素，未来信用等级调低的可能性较大
发展中	特殊事项的影响因素尚不能明确评估，未来信用等级可能提升、降低或不变

附件 4-3 中长期债券信用等级设置及其含义

联合资信中长期债券信用等级设置及含义同主体长期信用等级。

联合资信评估有限公司关于 中国电力国际发展有限公司 2018 年度第一期中期票据的跟踪评级安排

根据相关监管法规和联合资信有关业务规范，联合资信将在本期债项信用等级有效期内持续进行跟踪评级，跟踪评级包括定期跟踪评级和不定期跟踪评级。

中国电力国际发展有限公司应按联合资信跟踪评级资料清单的要求及时提供相关资料。联合资信将在本期债项评级有效期内每年至少完成一次跟踪评级，在企业年报披露后 3 个月内发布跟踪评级报告。

中国电力国际发展有限公司或本期债项如发生重大变化，或发生可能对中国电力国际发展有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的重大事项，中国电力国际发展有限公司应及时通知联合资信并提供有关资料。

联合资信将密切关注中国电力国际发展有限公司的经营管理状况、外部经营环境及本期债项相关信息，如发现中国电力国际发展有限公司出现重大变化，或发现存在或出现可能对中国电力国际发展有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的事项时，联合资信将就该事项进行必要调查，及时对该事项进行分析，据实确认或调整信用评级结果。

如中国电力国际发展有限公司不能及时提供跟踪评级资料，导致联合资信无法对中国电力国际发展有限公司或本期债项信用等级变化情况做出判断，联合资信可以终止评级。

联合资信将指派专人及时与中国电力国际发展有限公司联系，并按照监管要求及时出具跟踪评级报告和结果。联合资信将按相关规定报送及披露跟踪评级报告和结果。