

2018 年上半年火电行业信用风险总结与展望

我国电源结构以火力发电为主，其中燃煤发电在火力发电中占据主导地位。2018 年以来，全国规模以上电厂火电发电量在总发电量中的占比达 74.78%；燃煤发电量在火电发电量中的占比超过 90%，燃气发电、燃油发电量占比小。本报告火电研究以煤电为主。

一、火电行业发展情况

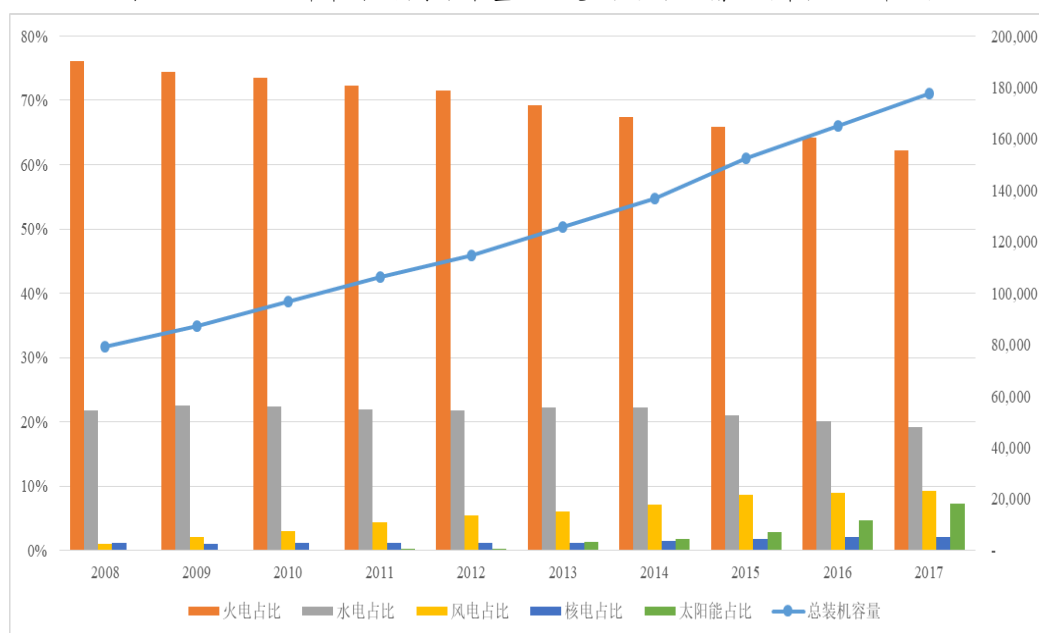
1. 火电装机容量持续增长，电力投资增速放缓

从装机容量看，近年来我国电力总装机容量持续增长，未来我国电力总装机容量将继续保持增长，但增长的带动因素将由之前的火电装机规模的增长转换为非化石能源装机容量的增长。

在火电装机建设方面，近年来火电装机容量持续增长，随着之前年度火电投资项目的陆续投产，短期内火电装机容量将继续保持增长，但受国家煤电停、缓建政策影响，火力发电装机容量增速将得到明显遏制。此外，近年来受环保、电源结构改革等政策影响，国内非化石能源装机快速增长，其中太阳能发电装机增长尤为迅速，火电装机容量占电力装机容量的比重呈逐年小幅下降态势，且该趋势未来将长期保持，但同时受能源结构、历史电力装机布局等因素影响，国内电源结构仍将长期以火电为主。

根据中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）相关统计数据显示，近年来，中国电力总装机容量持续增加。截至 2017 年底，全国电力总装机容量为 177,703 万千瓦，较年初增长 7.56%；其中，火电装机容量为 110,604 万千瓦，较年初增长 4.25%，增速较上年下降 1.05 个百分点；火电装机容量占电力总装机容量较年初继续下降 1.98 个百分点至 62.24%。截至 2018 年 6 月底，全国 6,000 千瓦及以上电厂装机容量为 173,058 万千瓦，同比增长 6.2%；其中，火电装机容量为 110,805 万千瓦，同比增长 4.1%；火电装机容量占电力总装机容量的比重为 64.02%。

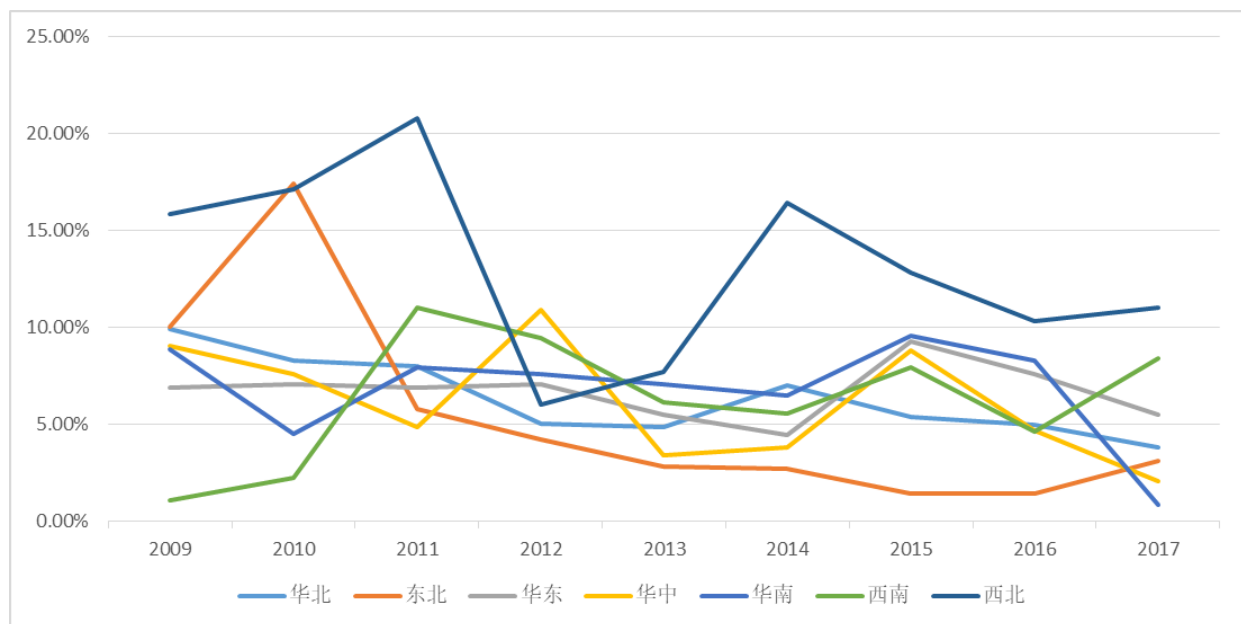
图 1 2008~2017 年中国电力装机容量以及发电类型占比情况（单位：万千瓦）



资料来源：中电联，联合评级整理

从各区域看，全国火电装机规模集中于华东、华北地区和华中地区，其中河南、山东、广东、江苏、浙江、内蒙和山西地区装机规模较大。装机规模增速方面，一方面受下游用电需求增长有限、清洁能源发电量占比提高等因素影响，火电设备利用小时数持续走低，使得火电装机投资需求减弱，火电电源投资呈下降趋势；另一方面，国家基于环保、节能、引导行业有序发展等因素考虑，加速落后产能的淘汰，受上述因素影响，国内火电装机规模虽保持增长，但增速明显放缓。2017年，大部分地区火电装机规模增速低于上年，仅有西北、西南和东北地区的火电装机增速有所回升。

图 2 2009~2017 年各区域火电装机容量增长率（单位：%）



资料来源：Wind

2017年，国内电力投资结构进一步调整，整体电源投资需求明显减弱，同时出于对缓解电力供需的区域性不平衡等现象的考虑，2016年我国政府加大电网升级改造力度，但随着升级改造的完成，2017年电网工程投资增速放缓。此外，非化石能源发电投资占比进一步上升。从长远看，受用电结构调整、跨区域输电能力加强等因素影响，在我国未来电力投资结构方面，电源投资极大可能将维持收缩态势，且新能源发电投资占比将持续上升。

2017年，全国电力工程建设完成投资8,014亿元，同比减少9.3%。其中，电源工程建设完成投资2,700亿元，同比减少20.8%，占全国电力工程建设完成投资总额的33.69%；电网工程建设完成投资5,315亿元，同比减少2.2%，占国内电力工程建设完成投资总额的66.31%。在电源投资中，全国火电、核电和风电完成投资均较上年减少，分别减少33.9%、21.6%和30.6%；水电完成投资618亿元，较上年仅增长0.1%；非化石能源发电投资占电源总投资的比重为72.59%，较上年上升5.43个百分点。

2018年1~6月，全国电源工程完成投资970亿元，同比减少7.2%。其中，火电295亿元，同比减少5.5%；水电223亿元，同比增加4.1%；核电204亿元，同比增加11.6%。清洁能源完成投资占电源完成投资的69.59%。全国电网工程完成投资2,036亿元，同比减少15.1%。

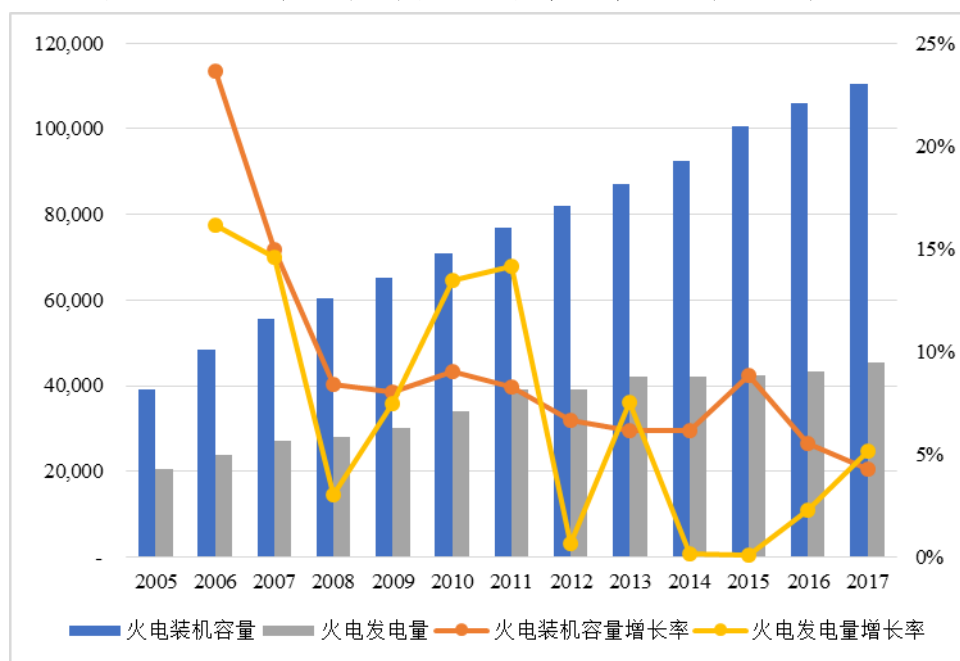
2. 全国总发电量持续增加，火电发电量占比下降

受社会发展带动，国内电力设备总发电量持续增加。火电发电量方面，近年来火电发电量增速受用电需求及其他能源发电挤压影响波动较大，2018年上半年部分省份增速较快；2017年以来，受国家淘汰落后煤电装机影响，规模以上火电机组发电量增速有所提高，但随着非化石能源电力的不断发展，火电发电量占比呈下降趋势，预计未来占比将进一步降低。

近年来，我国总发电量持续增加。2017年，我国总发电量为64,179亿千瓦时，较上年增长6.5%；其中火电发电量达到45,513亿千瓦时，较上年增长5.2%，增速较总发电量增速低1.3个百分点；火电发电量占总发电量的比重达70.91%，占比较上年下降0.93个百分点。

2018年1~6月，全国规模以上电厂发电量31,945亿千瓦时，同比增长8.3%，增速比上年同期上升2.0个百分点。其中，全国规模以上电厂火电发电量23,887亿千瓦时，同比增长8.0%，增速比上年同期上升0.9个百分点。分省份看，全国除青海(-14.5%)、西藏(-7.6%)、山东(-4.0%)和江苏(-3.4%)外，其他省份火电发电量均实现正增长。其中，增速超过50%的省份有云南(52.4%)和福建(50.3%)，增速超过20%的省份有湖南(29.8%)、广西(29.3%)和重庆(22.0%)；增速超过10%的省份有四川(18.2%)、甘肃(15.9%)、广东(14.9%)、湖北(13.4%)、内蒙古(13.3%)、江西(13.2%)、海南(13.2%)、宁夏(12.8%)、黑龙江(12.3%)和吉林(10.5%)。

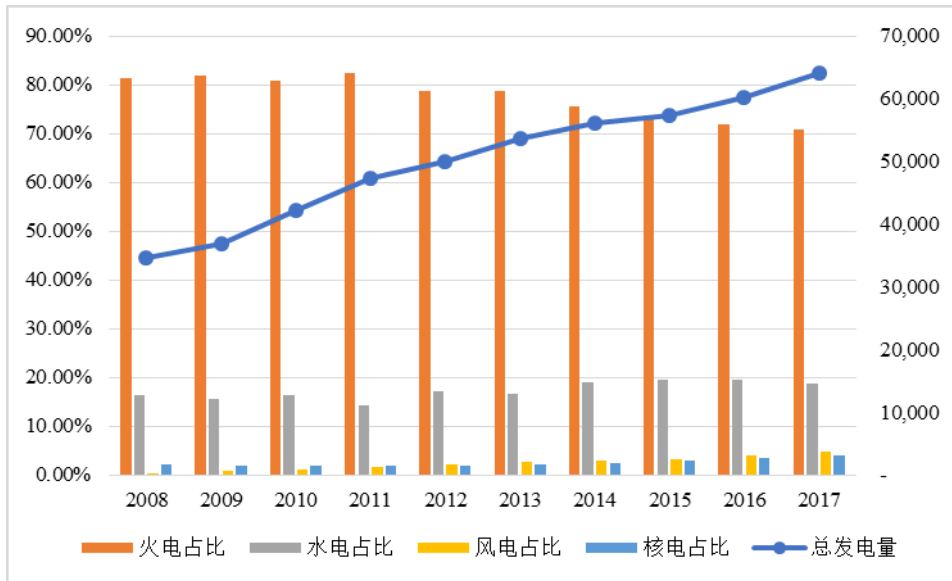
图3 2005~2017年火电装机容量及发电量情况(单位:万千瓦、亿千瓦时)



资料来源:中电联,联合评级整理

从电源结构看，近年来，在国家推动化石能源清洁利用、提高能源领域绿色低碳发展质量和水平的背景下，我国非化石能源发电规模逐渐扩大。2017年，中国非化石能源发电装机占比、非化石能源发电量占比分别从2010年的27%和19%提高至38%和29%，水电、核电、风电及并网太阳能发电装机容量均大幅提升。受此影响，火电发电量占比呈逐年下降趋势。2017年，火电发电量占比为71.60%，较上年下降0.93个百分点。同时，据《国民经济和社会发展第十三个五年发展规划纲要》内容，提出到2020年，中国非化石能源占一次能源消费总量比重将增至15%左右，未来我国火电发电量占比将进一步下降。

图4 2008~2017年中国电力发电总量以及来源占比情况(单位:亿千瓦时)



资料来源：中电联，联合评级整理

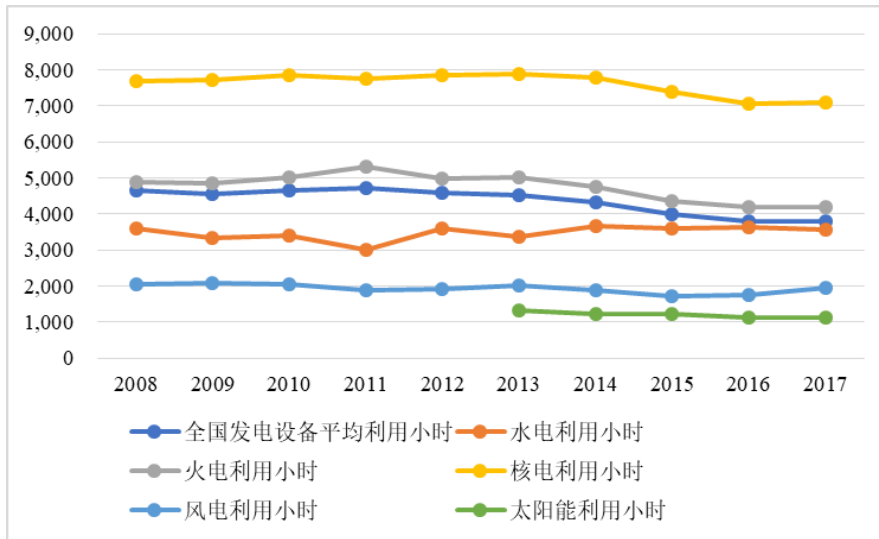
3. 火电设备利用率持续有所回升

从设备利用率看，受火电装机规模扩大，其他能源发电方式挤压以及下游用电需求低迷等多方面因素影响，近几年全国火电设备平均利用小时数持续下滑；自 2017 年以来，受下游行业供给侧改革推进，电网完善程度提高等因素影响，火电行业集中度有所上升，平均利用小时数小幅回升；分区域看，华东和华北地区火电设备年平均利用小时数较高，西南地区年平均利用小时数最低；我国目前整体用电需求提振有限，加之之前年度火电投资项目的陆续投产以及非化石能源装机规模的增加，仍可能对我国未来火电设备利用率的提升形成掣制。

截至 2017 年底，火电装机容量为 110,604 万千瓦，较上年增长 4.25%，火电发电量达到 45,513 亿千瓦时，较上年增长 5.18%，火电发电量增速大于火电装机容量增速。2017 年，全国发电设备平均利用小时为 3,786 小时，同比减少 11 小时，为 1964 年以来的最低水平；其中，火电设备平均利用小时 4,209 小时，同比增长 23 小时。

2018 年 1~6 月，全国发电设备累计平均利用小时 1,858 小时，比上年同期增加 68 小时；其中，全国火电设备平均利用小时为 2,126 小时，比上年同期增加 116 小时。

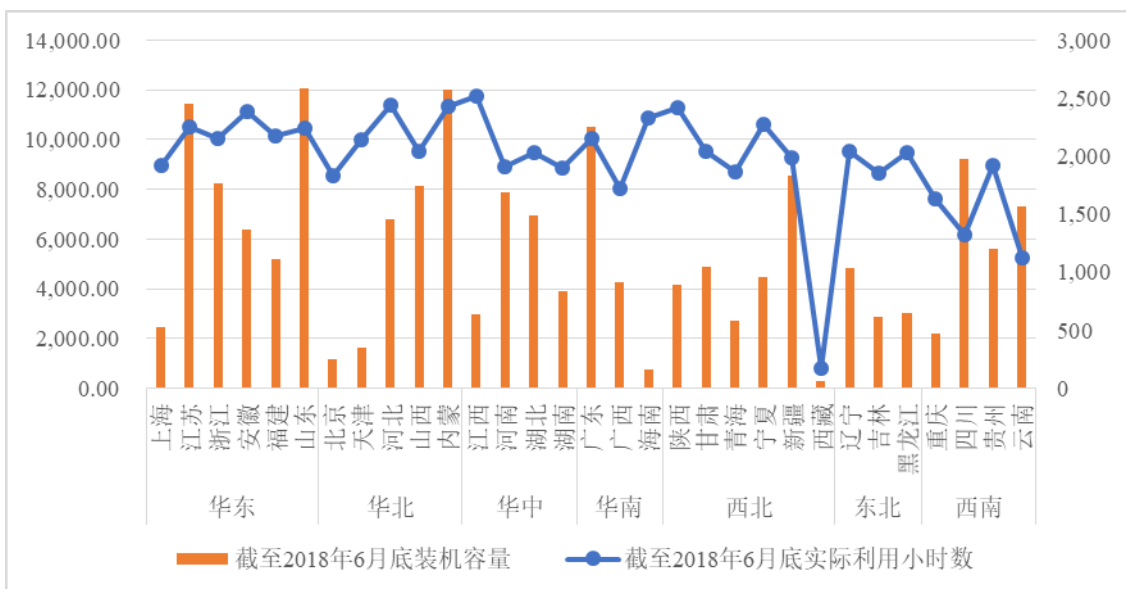
图 5 2008~2017 年电厂发电设备平均利用小时（单位：小时）



资料来源：中电联，联合评级整理

受区域内经济结构、用电需求、电力外送通道畅通性、其他电源发电挤压等因素影响，我国各区域火电设备平均利用率差异较大。其中，华北、华东地区火电设备平均利用小时数较高；西北、东北、华中和华南地区火电设备利用小时数一般；西南地区火电利用小时数较低。具体来看，截至2018年6月底，全国共18个省份火电设备利用小时数超过全国平均水平；在低于全国平均水平的省份中，云南和西藏最低；与截至2017年6月底的利用小时数相比，除北京、河北、江苏、山东、贵州、青海、宁夏和新疆外，其余省份的利用小时数均有所上升。从具体省份角度看，各省火电发电机组利用小时情况，与区域内经济发展状况及产业特征联系密切，随着特高压输电通道建设的陆续推进，国内跨区域调电的有效落实，我国距离发用电供需的平衡更进一步。

图6 近期各区域火电装机容量与年利用小时数（单位：万千瓦、小时）



资料来源：Wind

4. “上大压小”，机组超低排放和节能改造有序推进

我国火力发电技术不断发展，火电机组朝着大型化、清洁化方向发展；截至2016年底，我国已投运火电脱硫和脱硝装机容量已占全国煤电机组总装机容量的93.6%和86.7%；截至2018年6月

底，我国已投产 1,000MW 超超临界机组达到 101 台；随着国家从严淘汰落后产能，“上大压小”政策的持续推动，煤电行业整体装机技术水平将逐步提升。

大型化方面，我国火电机组呈现热电联产机组比重提高、以热电联产机组替代小机组、小机组整合以大机组替代的特点。60 万千瓦、100 万千瓦超（超）临界机组成为我国主力火电机组，我国火电机组的参数、性能和产量已处于世界领先水平。超超临界机组方面，截至 2018 年 6 月底，我国已投产 100 万千瓦超超临界机组达到 101 台，主要集中在广东、浙江、江苏三个电力缺口较大省份，三省合计占 51 台。依据目前国家有关政策要求，不符合要求的 30 万千瓦以下煤电机组（含燃煤自备机组）（主要指纯凝发电机组）需依法依规淘汰关停；随着具体政策出台，调控阻力进一步得到疏导，现存小型热电机组，特别是非民生热电机组或也将面临淘汰风险（以河北省为例，已明确提出有序关停 20 万千瓦以下热电机组）。关停小规模发电机组，用大规模发电机组将其取代，将有效降低煤电行业的单位煤耗，煤电行业整体装机技术水平将逐步提升。

清洁化方面，我国现役机组通过节能技术改造，提高热效率、提高劣质煤利用水平，使得环保、能耗指标方面表现卓著。煤耗方面，据公开资料显示，2017 年，我国煤电机组全年实现平均供电煤耗 309 克/千瓦时，同比降低 3 克/千瓦时。我国《能源发展“十三五”规划》提出，计划到 2020 年，煤电平均供电煤耗下降到每千瓦时 310 克标准煤以下，从各等级发电机组单位煤耗情况看，国内 60 万千瓦及以上发电机组已满足煤耗要求，但 30 万千瓦及以下高压、超高压发电机组的发电煤耗相对较大，对我国煤电行业整体实现煤耗目标形成掣制，因此该类型发电机组所面临的淘汰风险较大。目前，我国部分地区在役的 30 万千瓦以下高压、超高压发电机组中，部分机组为配套地区冬季供热，或电解铝、造纸等企业的自备能源供应的发电资产，未来该部分发电机组可能存在集中进行“上大压小”的机组结构调整的需求；具体来看，投产时间久，锅炉承压等级低，能耗大的发电机组为主要淘汰对象，同时未来区域居民供热模式和地区供热管网建设调整情况，也会对我国煤电企业结构改革产生一定影响。

其他排放物方面，2015 年底，环境保护部、国家发改委、国家能源局发布了《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》和《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》提出：到 2020 年，全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放，即在基准氧含量 6% 条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10 毫克/立方米、35 毫克/立方米、50 毫克/立方米。一般而言，燃煤烟气污染物超低排放改造相较于燃气发电更具经济性，相对于常规烟气治理投资较高；装机容量越大，单位发电量的环保升级投资越低。随着源头严防、环保违法实行“零容忍”

《环保法》实施，环保税开征临近，“超低排放”已经成为地方政府、和电力公司追求的目标，近年来各大电力公司在煤机除尘、脱硫、脱硝建设及节能环保改造投入大量资金。我国煤电机组超低排放和节能改造计划全面有序推进，东部、中部、西部地区应分别在 2017 年、2018 年和 2019 年底前完成具备条件机组的改造工作。煤电机组的技术水平提升，在节能环保的同时降低单位煤耗，但脱硫脱硝除尘等改造将增加企业的改造费用支出。同时，部分发电机组由于投产建成时间久，存在较大的改造难度，在达标排放、经济效益及政策导向三方面压力下，机组关停的可能性较大。

二、上游煤炭行业对火电行业影响

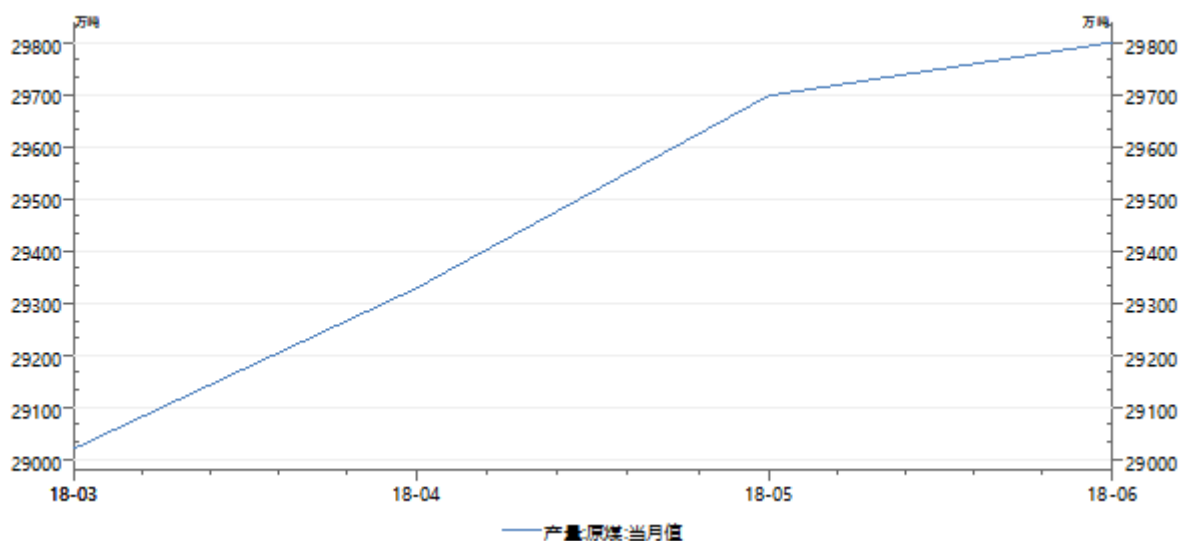
煤炭供给方面，随着国家对落后产能的淘汰力度进一步加大以及优质产能的释放，2018 年上半年国内原煤产量同比和环比较为平稳，且 2017 年以来煤炭平均价格明显上涨，进入 2018 年后煤炭价格在高位趋于稳定，煤电企业发电成本进一步增加。2018 年 7 月后，由于环保压力以及钢厂冬季

限产等因素影响，动力煤及炼焦煤价格或将呈小幅下降趋势。

1. 煤炭供给情况

2018年1~6月份，我国累计生产原煤11.79亿吨，累计同比下降1.82%。具体来看，3月全国原煤产量为2.90亿吨，同比下降3.18%；4月全国原煤产量为2.93亿吨，同比下降0.27%，环比增长1.06%；5月全国原煤产量为2.97亿吨，同比下降0.27%，环比增长1.26%；6月全国原煤产量为2.98亿吨，同比下降3.35%，环比增长0.35%。整体看，随着优质产能的释放，2018年上半年国内原煤产量同比和环比较为平稳，且始终维持在2.9亿吨以上。

图7 2018年3~6月我国原煤产量变化情况（单位：万吨）



资料来源：Wind

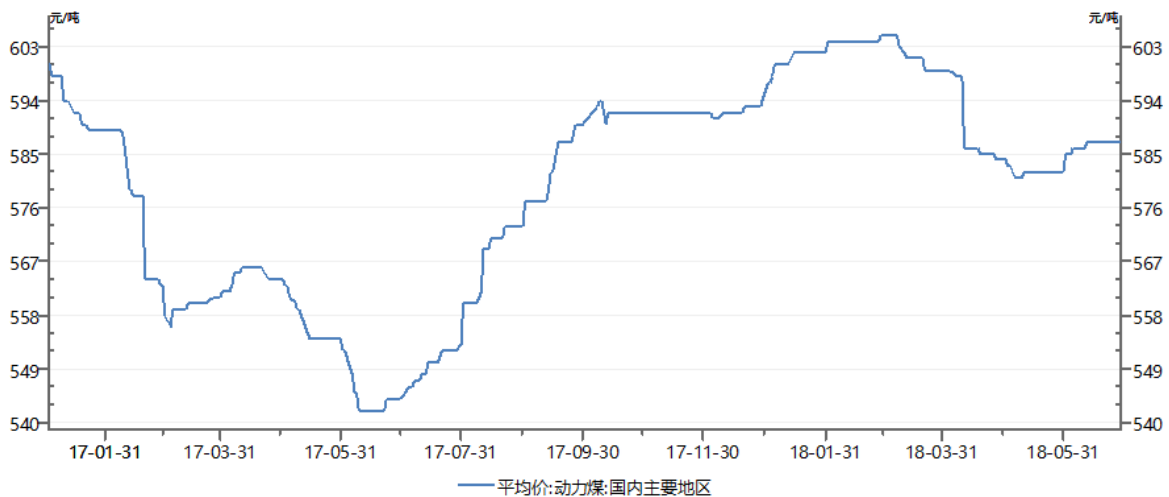
注：2018年1月、2月未统计当月原煤产量

去产能方面，根据国家发展改革委新闻发布会，2018年1~7月，退出煤炭产能8,000万吨左右，完成全年任务1.5亿吨的50%以上，煤炭供给侧改革成果显著，未来将进一步实现从总量性去产能转向结构性去产能、系统性优产能。

2. 煤炭价格变动

相比2017年上半年煤炭价格的明显波动，2018年上半年，煤炭价格走势较为平稳，但仍处高位。动力煤方面，受供暖季结束影响，4月、5月动力煤价格略有下滑，随着气温升高以及进口煤限制，动力煤价格有所回升。2018年1~6月，动力煤的平均价格均较去年同期有所上升。

图8 2017~2018年6月国内动力煤价格情况



资料来源: wind

7~8月是动力煤的需求旺季,9月后将迎来冬储煤的需求,但由于环保要求煤炭消费减量,动力煤价格趋于稳中有降。

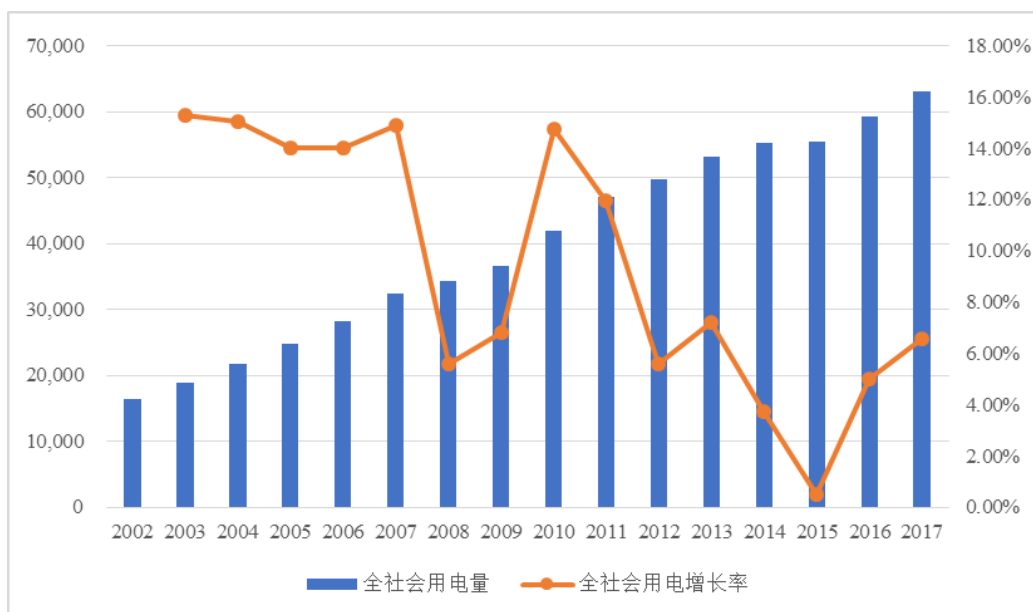
三、下游主要用电行业用电需求分析

2017年,受电力下游行业产品市场需求回暖、行业集中度提升等因素带动,工业用电量小幅提升;第三产业及居民用电量继续保持较高增速,全社会用电量增速同比小幅提高。三次产业中,第二产业一直为电力的主要消纳方,但随着近年来第三产业快速发展,该次产业用电比重持续增高,但受该次产业总体用电规模的限制,用电需求仍不足以对电力行业的发展形成显著促进。此外,鉴于电力需求与经济发展息息相关,预计未来在经济形势基本保持稳定的情况下,全社会用电量增速有限,火电行业产能过剩局面的改善仍需一定时间。

2017年,在实体经济运行显现出稳中趋好迹象、夏季高温天气频现、上年同期低基数等因素影响下,全社会用电量保持增长态势,其中三、四季度增长较快,电力消费结构不断优化。根据中电联统计,2017年全社会用电量63,077亿千瓦时,同比增长6.57%,增速较上年提高1.56个百分点,电力消费增速有所回升。全国发电设备累计平均利用小时3,786小时,比上年同期降低11小时;其中火电设备累计平均利用小时4,209小时,比上年同期增加23小时。2017年,全国跨区域送电量累计达3,885亿千瓦时,同比增长16.87%。

2018年1~6月,全国全社会用电量32,291亿千瓦时,同比增长9.4%,增速比上年同期提高3.1个百分点。全国发电设备累计平均利用小时1,858小时,比上年同期上升68小时;其中火电设备累计平均利用小时2,126小时,比上年同期增加116小时。全国跨区送电完成2,000亿千瓦时,同比增长19.12%。

图9 2002~2017年我国电力需求量变化情况(单位:亿千瓦时)



资料来源：中电联，联合评级整理

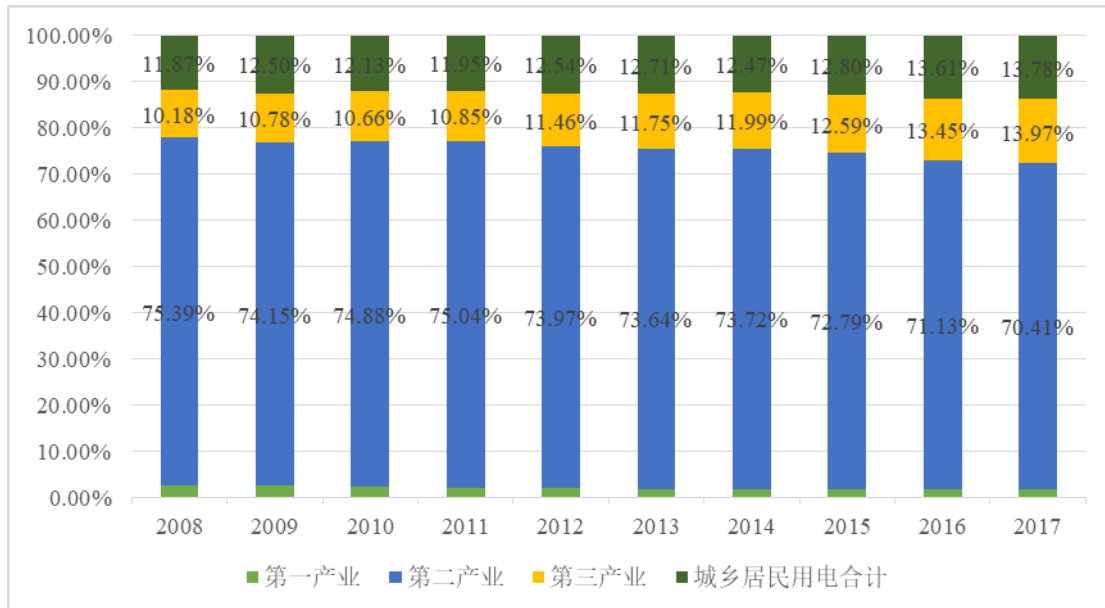
从电力消费结构看，第二产业用电是全社会电量的最主要部分，该产业电力消耗量占全社会用电量的比例一直维持在 70% 以上。据中电联统计，2017 年，第三产业用电量同比增长 11.2%，持续保持较高增速；第二产业用电量同比增长 2.9%，制造业用电量同比增长 2.5%，其中钢铁、有色和化工等四大高耗能行业合计用电量同比零增长，而装备制造、新兴技术及大众消费品业增长势头较好，反映制造业产业结构调整 and 转型升级效果继续显现；城乡居民生活用电量同比增长 10.8%。

2018 年 1~6 月，第一产业用电量 328 亿千瓦时，同比增长 10.3%，对全社会用电量增长的贡献率为 1.1%；第二产业用电量 22,336 亿千瓦时，同比增长 7.6%，占全社会用电量的比重为 69.2%，对全社会用电量增长的贡献率为 56.5%；第三产业用电量 5071 亿千瓦时，同比增长 14.7%，占全社会用电量的比重为 15.7%，对全社会用电量增长的贡献率为 23.4%；城乡居民生活用电量 4,555 亿千瓦时，同比增长 13.2%，占全社会用电量的比重为 14.1%，对全社会用电量增长的贡献率为 19.0%。

1~6 月份，全国工业用电量 21,984 亿千瓦时，同比增长 7.5%，占全社会用电量的比重为 68.1%，对全社会用电量增长的贡献率为 55.3%；全国制造业用电量 16,551 亿千瓦时，同比增长 7.3%。

1~6 月份，化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼四大高载能行业用电量合计 9,205 亿千瓦时，同比增长 5.1%；合计用电量占全社会用电量的比重为 28.5%，对全社会用电量增长的贡献率为 15.9%。其中，化工行业用电量 2,187 亿千瓦时，同比增长 2.7%；建材行业用电量 1,598 亿千瓦时，同比增长 6.1%；黑色金属冶炼行业用电量 2,614 亿千瓦时，同比增长 11.4%；有色金属冶炼行业 2,806 亿千瓦时，同比增长 1.0%。

图 10 2008~2017 年全社会用电量各行业占比（单位：%）



资料来源：中电联，联合评级整理

四、电网运行情况分析

1. 电网投资保持较高增速，跨区域送电能力不断提升

近年来我国电网行业进入升级改造期，基本建设投资快速增长，跨区域送电能力不断提升，有利于解决国内长期存在的区域性电力供需不平衡问题；电网升级改造有利于中西部地区一次能源富集区发电设备利用小时数的提升和国内全口径度电成本的降低，但同时亦会降低国内电力投资需求，并推动落后发电设施的产能淘汰。2018年以来，随着电网行业升级改造的基本完成，我国电网基本建设投资放缓。

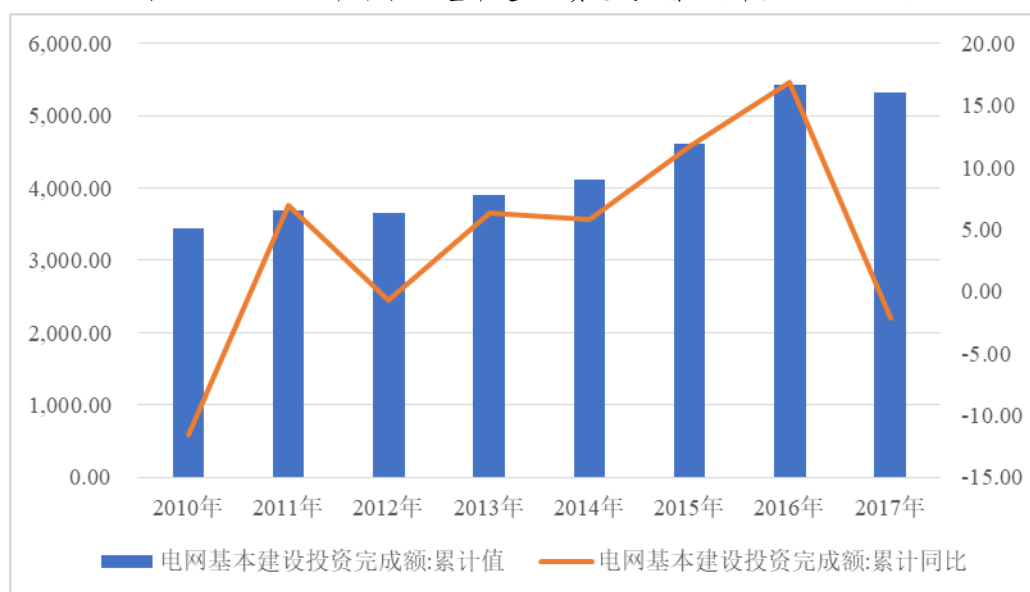
近年来，我国持续保持较大规模的电网建设投入力度。目前，我国电力输配的主要系统包括：国家电网有限公司（以下简称“国家电网”）、中国南方电网有限责任公司（以下简称“南方电网”）和内蒙古电力集团有限责任公司。2017年，全国新增110千伏及以上交流输电线路长度和变电设备容量58,084千米和32,595万千伏安，分别比上年多投产1,406千米和少投产1,990万千伏安；新增直流输电线路和换流容量分别为8,339千米和7,900万千瓦，分别比上年多投产4,948千米和4,660万千瓦。截至2017年年底，国家电网35千伏及以上输电线路回路长度183万千米、比上年增长4.0%，变电设备容量66亿千伏安，比上年增长5.3%。其中，220千伏及以上线路长度69万千米、增长6.2%，变电设备容量40亿千伏安、增长9.1%。2017年，全国共投产5条直流、2条交流特高压项目，新增跨区输电能力4,350万千瓦，极大提高了电网跨大区能源资源优化配置能力和清洁能源消纳能力。年底全国跨区输电能力达到1.3亿千瓦；其中，交直流联网跨区输电能力超过1.1亿千瓦，跨区点对点送电能力1,344万千瓦。

继2005~2009年中国输配电行业的高速发展期后，为解决配电网薄弱问题、提高新能源接纳能力、实现智能互联目标，近年来我国输配电行业将进入改造转型的更新换代周期，电网基本建设投资完成额呈持续增长趋势，2016年全年累计完成5,431亿元，同比增长16.90%，增速提高5.16个百分点。随着2016年电网升级改造的基本完成，我国跨区域送电能力不断提升，2017年，我国电网基本建设投资完成额有小幅下滑，为5,315亿元，同比小幅下降2.15%。

截至2018年6月底，我国电网基本建设完成额累计达到2,036亿元，同比大幅下降15.10%。说

明我国电网行业的升级改造基本完成，导致基本建设投资进一步减少。

图 11 2010~2017 年国内电网基本建设投资完成额情况（单位：亿元、%）

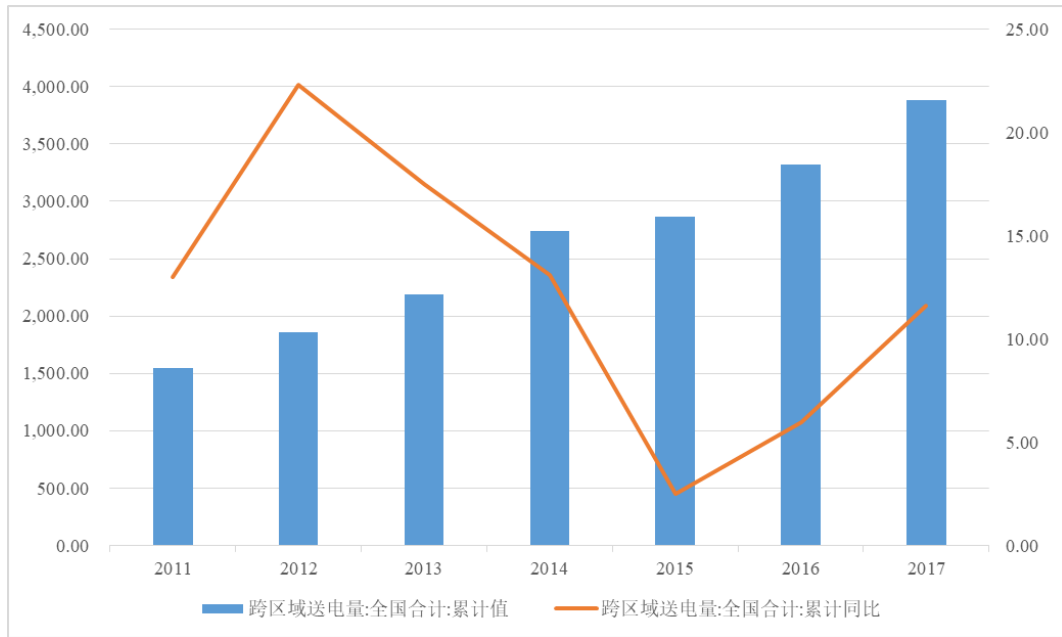


资料来源：Wind

从跨区域送电情况来看，随着我国电网接纳能力的不断提高、西电东送工程不断推进，近年来我国跨区域送电量增长明显。2017 年，全国跨区域送电量累计达 3,885 亿千瓦时，同比增长 11.61%。根据国家发改委、国家能源局下发的《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，大气污染防治“四交五直”特高压建设任务计划于 2018 年完成，加之我国目前已建成的多条长距离、大容量输电通道，可为跨省区电力互济提供了基础，有利于我国电力供需不平衡矛盾的化解，在提升西北部地区发电设施利用程度的同时，满足我国东部、南部用电大省的电力需求，降低东部、南部用电大省的电力建设需求，并有利于区域内落后发电设施的淘汰。

随着我国特高压建设的实施，截至 2018 年 6 月底，我国跨区域送电量累计达 2,000 亿千瓦时，同比大幅增长 20.26%。

图 12 2011~2017 年我国跨区域送电量及增长情况（单位：亿千瓦时、%）

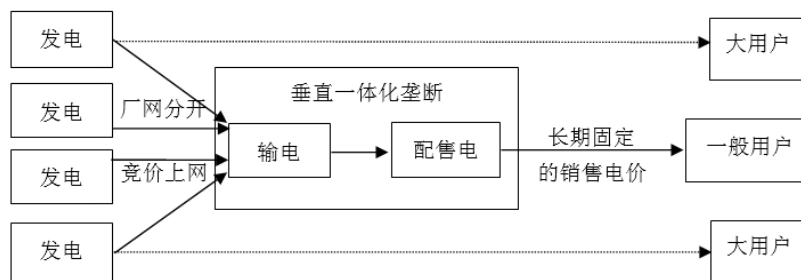


资料来源: Wind

2. 国内电网运营模式及电价定价机制

目前我国实行厂网分开、竞价上网模式，这一模式实际分为两个阶段，第一阶段是试点阶段（1998~2001年）；2002年以来的第二阶段是改革阶段，目前已成功重组发电和电网企业，达到电价市场化的必要条件。目前我国电价仍根据《价格法》实施政府定价，电价由电力企业或省价格主管部门根据电力商品类别、生产经营成本及其变化情况提出电价制定与调整建议方案，国家价格主管部门综合考虑电力供求平衡状态和宏观经济承受能力等因素后，提出具体意见，报国务院审批后，通知省价格主管部门和电力企业执行（各省最新煤电上网电价见表3）。此外，为打破输配电一体化垄断、电网企业独家购买电力的格局，近年来发电企业向大用户直接供电业务开展较多，为电价市场化改革积累了有益经验。

图 13 2002 年开始的厂网分开、竞价上网模式示意图



资料来源:《电网的运营模式研究》

表 1 2017 年各省煤电上网电价排行榜（单位：元/千瓦时）

序号	省份	电价	序号	省份	电价
1	广东	0.4530	17	河北南网	0.3644
2	湖南	0.4500	18	黑龙江	0.3740
3	海南	0.4298	19	辽宁	0.3749
4	浙江	0.4153	20	天津	0.3815
5	广西	0.4207	21	吉林	0.3655

6	湖北	0.4161	22	陕西	0.3545
7	四川	0.4012	23	北京	0.3598
8	江西	0.4143	24	贵州	0.3515
9	上海	0.4155	25	云南	0.3358
10	重庆	0.3964	26	山西	0.3320
11	山东	0.3949	27	青海	0.3247
12	江苏	0.3910	28	甘肃	0.2978
13	福建	0.3932	29	内蒙古东部	0.3035
14	安徽	0.3844	30	内蒙古西部	0.2829
15	河南	0.3779	31	宁夏	0.2595
16	河北北网	0.3720	--	--	--

资料来源：北极星电力网

注：1、表中电价于2017年7月1日起执行；2、表中标杆上网电价包含脱硫、脱硝、除尘电价，未安装脱硫、脱硝和除尘设施的，按标杆上网电价每千瓦时分别下调1.5分、1分和0.2分。

五、行业格局

目前火电行业集中度较高，五大发电集团在火电行业中占据绝对优势。2017年，神华集团和国电集团合并重组为国家能源集团，新五大发电集团诞生。考虑到火电行业对于资源、技术、人员等的较高要求，预计未来具备较强竞争实力的火电企业规模将继续保持优势地位、竞争实力将得到进一步加强，火电行业竞争格局将保持稳定。

近年来，火电行业装机规模不断扩大，但行业整体竞争格局保持稳定。具体看来，五大发电集团是电力行业主力梯队，2017年，神华集团和国电集团合并重组成为国家能源集团，新五大发电集团总装机占比为52.31%，较上年进一步提高。考虑到火电行业对于资源、技术、人员等的较高要求，预计未来具备较强竞争实力的火电企业规模将继续保持优势地位，行业竞争格局将保持稳定。

表2 2016~2017年主要火电企业可控装机容量及占比情况（万千瓦、%）

企业名称	2016年	
	装机规模	占比
中国华能集团公司	12,662.00	12.01
中国华电集团公司	10,150.00	9.63
中国国电集团公司	14,248.00	13.52
中国大唐集团公司	9,932.00	9.42
国家电力投资集团公司	7,145.69	6.78
合计	54,137.69	51.37
企业名称	2017年	
	装机规模	占比
中国华能集团公司	12,927.65	11.69
中国华电集团公司	10,537.43	9.53
中国大唐集团公司	9,470.48	8.56
国家电力投资集团公司	7,423.39	6.71
国家能源投资集团有限责任公司	17,500	15.82
合计	44,931.30	52.31

资料来源：各企业公开资料，联合评级整理

六、行业政策

目前火电行业政策主要集中在供给侧改革及电价市场化改革两方面。

1. 供给侧改革

电力行业供给侧改革主要体现在严控装机规模和淘汰落后产能两方面；从新增规模来看，“十三五”期间国家将严格控制煤电新增规模，预计未来受煤电新增规模大幅减少的影响，火电装机新增规模将会大幅减少。从淘汰落后产能来看，国家持续开展大气污染防治行动，淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组，加快调整能源结构。

2017 年 7 月，16 部委联合发布的《煤电供给侧改革意见》中指出，“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造 4.2 亿千瓦、节能改造 3.4 亿千瓦、灵活性改造 2.2 亿千瓦，全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内。随后在 2017 年 9 月，发改委及能源局分别发布《关于印发 2017 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》和《关于 2017 年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批）的通知》。其中，对停建及缓建项目进行明确。另外，国家发改委于 2018 年 3 月印发《燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案（征求意见稿）》，方案指出对于《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9 号）文》公布后，未经批准或未列入规划的燃煤自备电厂，一律停建停运；京津冀、长三角、珠三角等区域禁止新建自备电厂。从首批全国煤电调控任务落实情况来看，关停落后产能合计 512 万千瓦；停建违规项目合计 4,172 万千瓦，涉及投资额 1,745 亿元；推迟缓建项目合计 6,463 万千瓦，涉及投资额 2,725 亿元。

2018 年 3 月的政府工作报告中，明确提出淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组；同年 7 月，国务院印发《打赢蓝天保卫战三年行动计划》，《计划》明确要以京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原等区域为重点，持续开展大气污染防治行动，其中明确提出要制定专项方案，大力淘汰关停环保、能耗、安全等不达标的 30 万千瓦以下燃煤机组。其中，吉林、山西、上海、湖南等省市已公布《落实打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》。

表 3 2016~2018 年主要火电去产能政策

时间	颁布部门	政策名称	内容
2016.3	发改委、能源局	关于促进我国煤电有序发展的通知	取消一批不具备核准条件的煤电项目、缓核一批电力盈余省份煤电项目、缓减一批电力盈余省份煤电项目。
2016.4	发改委、能源局	关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知	对煤电行业的落后产能设定淘汰标准。
2016.4	能源局	关于建立煤电规划建设奉献预警机制暨发布 2019 年煤电规划建设预警的通知	煤电规划建设奉献的指标体系分为煤电建设经济性预警指标、煤电装机充裕度预警指示、资源约束指标，最终风险结果由三个指标的最高评级确定。
2016.9	能源局	关于取消一批不具备核准建设条件煤电项目的通知	取消吉林、山西、山东等省 15 项、1,240 万千瓦不具备核准建设条件的煤电项目；严禁自行将取消煤电项目的规模用于规划建设新增煤电项目，已自行纳入规划、核准（建设）的，要立即取消，并停止建设。
2016.11	能源局	关于下达 2016 年煤电行业淘汰落后产能目标任务的通知	进一步加大对能耗高、污染重的落后煤电机组，特别是单机 30 万千瓦以下，运行超过 20 年的纯凝机组和运行满 25 年的抽凝热机组以及改造后仍不符合能效、环保要求的机组的淘汰关停力度。
2017.8	发改委、财政部、央行、国资委、工信部等 16 部委	关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见	“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造 4.2 亿千瓦、节能改造 3.4 亿千瓦、灵活性改造 2.2 亿千瓦，全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内。
2017.9	能源局	关于 2017 年煤电	明确今年首批需淘汰的落后煤电产能装机容量为 472 万千瓦，涉及近百台煤电机组。

		行业淘汰落后产能目标任务（第一批）的通知	
2017.9	发改委	关于印发 2017 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知	涉及停建项目 35.2GW 和缓建项目 55.2GW，列入停建范围的项目要坚决停工、不得办理电力业务许可证书，电网企业不予并网，而列入缓建范围的项目，原则上 2017 年内不得投产并并网发电。
2018.5	国家发改委、能源局	关于印发 2018 年分省煤电投产项目的通知	通知要求天津、河北、山西等 11 省（市、自治区）综合本地区电力、热力供需形势，电网调峰需求、项目建设实际等因素，统筹安排 2018 年投产的煤电项目，并会同国家能源局派出监管机构等部门和单位，再次确认 2018 年投产煤电项目的合规性，对列入 2018 年投产的 2017 年停建、缓建项目，按上述要求确认其合规性后，移出《关于印发 2017 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》确定的 2017 年停建、缓建项目名单。
2018.7	国务院	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	《意见》提出要加大排放高、污染重的煤电机组淘汰力度，在重点区域加快推进。到 2020 年，具备改造条件的燃煤电厂全部完成超低排放改造，重点区域不具备改造条件的高污染燃煤电厂逐步关停。

资料来源：联合评级整理

“十三五”前两年将暂缓核准新建煤电项目，后三年根据国家总量控制要求，合理安排分省新增煤电装机规模。未来 5 年，中国煤电投产装机控制在 10.5 亿千瓦左右。《煤电供给侧改革意见》指出，应强化燃煤发电项目的总量控制，所有燃煤发电项目都要纳入国家依据总量控制制定的电力建设规划（含燃煤自备机组）。及时发布并实施年度煤电项目规划建设风险预警，预警等级为红色和橙色的省份，不再新增煤电规划建设规模，确需新增的按“先关后建，等容量替代”原则淘汰相应煤电落后产能；除国家确定的示范项目首台（套）机组外，一律暂缓核准和开工建设自用煤电项目（含燃煤自备机组）。2017 年 4 月，国家能源局发布了《关于发布 2020 年煤电规划建设风险预警的通知》，其中从煤电建设经济性预警指标、煤电装机充裕度预警指标、资源约束指标三个方面对 31 个省、市、自治区煤电规划建设风险预警做出了等级划分，其中除海南、湖南两省为绿色，河南、湖北、江西、安徽四省为橙色，其它地区煤电规划建设风险预警等级均为红色（见附件一）。2018 年 5 月，国家发改委和能源局印发《关于印发 2018 年分省煤电投产项目的通知》，各省市根据综合本地区电力、热力供需形势，电网调峰需求、项目建设实际等因素，对 2017 年停建、缓建项目名单做出部分调整，批复部分区域机组投运。

2. 电价市场化改革

此次电力价格改革的总体思路是“管住中间，放开两头”，输配电价改革就是“管住中间”的关键改革措施，打破电网在“买电”和“卖电”两头的“双重垄断”，为电力价格市场化奠定基础。过去，电网企业主要通过收取“卖电”和“买电”的差价获取利润，改革后将按照“准许成本加合理收益”的原则收取“过网费”；政府单独核定输配电价从制度上改变了电网盈利模式，电价机制将更趋市场化，大用户直购电改革使发电企业能够争取更多电量，降低固定成本，减少效益流失，但目前电力市场过剩，容易引发过度竞争，加剧电价水平下降，发电企业盈利空间可能进一步压缩；发电行业长远将可能出现盈亏分化、优胜劣汰、兼并重组的局面。

（1）电力体制改革的思路及进展

现行电力体制下，电网公司实行统购统销，发电企业向电力公司出售电力，电力用户向电网公司购买电力，发电企业和电力用户彼此之间缺少沟通，因此电力用户一味抵制电力价格提高，不理解由于安全、环保和低碳要求导致的电力成本价格上升，因此发电企业用于相应领域的成本也没有办法及时回收。为解决上述矛盾，国家积极推行电力体制改革。

2016 年，为贯彻落实电改 9 号文和 6 大配套文件，国家发展改革委和国家能源局陆续发布《关于全面推进输配电价改革试点有关事项的通知》、《关于征求做好电力市场建设有关工作的通知（征

征求意见稿)》、《有序放开配电业务管理办法》。同时 2016 年 11 月发布《售电公司准入及退出管理办法》、《电力中长期交易基本规则(暂行)的通知》; 2017 年发布《省级电网输配电价定价方法(试行)》以及《关于有序放开发电计划的通知》。在具体举措方面, 发改委及能源局要求加快组织发电企业与购电主体签订发购电协议(合同)、逐年减少既有燃煤发电企业计划电量、规范和完善市场化交易电量价格调整机制、有序放开跨省跨区送受电计划、允许优先发电指标有条件市场转让、参与市场交易的电力用户不再执行目录电价以及采取切实措施落实优先发电、优先购电制度等十个方面。同时在省级电网输配电价定价方法中建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系以及建立激励因素机制, 调动电网企业加强管理、降低成本积极性, 提高投资效率和管理水平。2018 年 7 月, 国家发改委和能源局印发《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》, 对于发电侧、用户侧和售电侧进一步拓宽, 进一步提高市场化交易电量规模, 加快放开发、用电计划, 扩大市场主体范围, 积极推进各类市场主体参与电力市场化交易。

表 4 2016 年以来主要电改政策

时间	颁布部门	政策名称	内容
2016.3	发改委	关于扩大输配电价改革试点范围有关事项的通知	扩大输配电价改革试点范围以及进一步推进电价市场化改革等方面。
2016.7	发改委、能源局	关于有序放开发电计划的工作的通知(征求意见稿)	加快发用电双方的市场化进程, 准备适时取消目录电价, 鼓励投产新能源发电机组, 并确定优先发电优先购电的原则。
2016.11	发改委、能源局	售电公司准入及退出管理办法	对售电公司准入条件、准入程序、退出方式等进行了规定, 并明确可以采取多种方式进入电力市场售电。
		有序放开配电业务管理办法	鼓励社会资本积极参与增量配电网业务, 通过市场竞争确定投资主体, 并对增量配电网进行了详细定义。
2017.1	发改委、能源局	省级电网输配电价定价方法(试行)	建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系以及建立激励因素机制, 调动电网企业加强管理、降低成本积极性, 提高投资效率和管理水平。
2016.12	发改委	电力中长期交易基本规则(暂行)的通知	建立电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易等规则以及建立以电力中长期交易和现货交易相结合的电力市场化交易平衡机制。
2017.3	发改委、能源局	关于有序放开发电计划的通知	加快组织发电企业与购电主体签订发购电协议(合同)、逐年减少既有燃煤发电企业计划电量、规范和完善市场化交易电量价格调整机制、有序放开跨省跨区送受电计划、允许优先发电指标有条件市场转让、参与市场交易的电力用户不再执行目录电价以及采取切实措施落实优先发电、优先购电制度等十个方面。
2018.2	发改委、能源局	关于提升电力系统调节能力的指导意见	指导意见指出加快推进电源侧调节能力提升、科学优化电网建设、提升电力用户侧灵活性、加强电网调度的灵活性、提升电力系统调节能力关键技术和建立健全支撑体系。
2018.3	发改委	关于降低一般工商业电价有关事项的通知	通知决定分两批实施降价措施, 落实一般工商业电价平均下降 10% 的目标要求, 进一步优化营商环境。第一批降价措施全部用于降低一般工商业电价, 自 2018 年 4 月 1 日起执行。
2018.5	发改委	关于电力行业增值税税率调整相应降低一般工商业电价的通知	通知要求电力行业增值税税率由 17% 调整到 16% 后, 省级电网企业含税输配电价水平和政府性基金及附加标准降低、期末留抵税额一次性退还等腾出的电价空间, 全部用于降低一般工商业电价。
2018.7	发改委、能源局	关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知	加快放开煤电, 有序推进水电、风电、太阳能发电、核电、分布式发电参与交易, 规范推进燃煤自备电厂参与交易; 放开所有符合条件的 10 千伏及以上电压等级用户, 支持放开年用电量超过 500 万千瓦时以上的用户, 积极支持用电量大的工商业、新兴产业、工业园区、公共服务行业等用户进入市场; 将履行相关程序的售电企业视同大用户参与交易, 鼓励售电公司扩大业务范围, 靠降低成本和提供增值服务参与竞争, 支持供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务, 积极支持售电公司代理中小用户参与交易。

资料来源: 联合评级整理

此次电力体制改革的总体思路是“管住中间, 放开两头”, 推进市场化。输配电价改革是电力体制改革和价格机制改革的关键环节, 也是电力供给侧结构性改革的重要内容。输配电价改革就是“管住中间”的关键改革措施, 目的是转变对电网企业的监管模式, 打破电网在“买电”和“卖电”两头的“双重垄断”, 为电力价格市场化奠定基础。过去, 电网企业主要通过收取“卖电”和“买电”的差价获取利润, 改革后将按照“准许成本加合理收益”的原则收取“过网费”。

从具体的改革方式来看，本轮电力改革主要是通过建立多个电力交易中心来搭建用户和发电企业的交易平台，从而逐步取消电网公司的售电业务，来推行电力行业的市场化运营。同时，在发电侧不仅限于传统火电模式，正在逐步放开煤电，有序推进水电、风电、太阳能发电、核电、分布式发电参与交易，规范推进燃煤自备电厂参与交易，多重发电方式将参与市场化交易中。

（2）电力体制改革对于发电企业的影响

本次改革有利于电力价格市场化的形成，电力价格市场化将会促使发电企业加强成本管控、优化产业布局和产业链延伸；但同时，新的电价机制也容易引发过度竞争，从而加剧电价水平下降，火电企业盈利空间将被进一步压缩；可以预见，未来几年内，将会有大量包袱重、效率低、管理差的火电企业面临被市场淘汰的风险，火电行业长远将可能出现盈亏分化、优胜劣汰、兼并重组的局面。

新的价格形成机制和市场环境将给发电企业带来机遇和挑战。

一方面，市场竞价有利于促使发电企业加强成本管控。新的定价机制确立之后，原有标杆上网电价政策保护将被取消，按机组容量平均分配电量的传统模式也将被打破，不同发电企业经营差距会明显拉大。电价市场化改革后，发电企业的竞价能力与生产成本（煤价等）关联度越来越高，容量大、效率高、符合环保政策的机组具有较强的竞争优势，利用小时会得到大幅提升，经营效益将明显优于老旧机组。新的改革形势将促使发电企业加强存量资产管理，巩固价值创造理念，加快企业从生产型向经营型转变。同时，新价格机制有利于推动发电企业优化产业布局。价格机制调整将引导发电企业优化资源配置、调整商业模式。发电企业在今后规划电源布局选址时，将更多考虑输配电价改革后对跨省区送电、新能源并网的利好，并要考虑售电侧竞价因素，通过优化布局提高市场竞争力。此外，售电侧放开后允许符合条件的发电企业投资组建售电公司，有利于发电企业延伸产业链，实行发售一体。产业链向下游延伸后，发电企业将加强内部协调，发掘电力产品的附加价值，开辟新的利润增长点。

其次，改革的多数集中在了发电企业身上。在目前的电力市场过剩加剧、经济稳增长压力加大的背景下，新的电价机制容易引发过度竞争，电力市场竞争将更加激烈、公平、直接，从而加剧电价水平下降，企业盈利空间可能进一步压缩。此外《关于有序放开发用电计划工作的通知》规定，未来几年内，电力企业的所有发电量都将被推向市场，上网电价和销售电价将会全部放开，同时要求未来要优先保证水电、核电等非化石能源发电机组上网。其次，《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》，用电侧的市场化交易将加速放开，同时支持供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务，对于发电企业及售电公司的营销拓展能力产生一定压力。

3. 缓解改革阻力

电力的稳定供应，是电力行业的重要任务，为推进行业的良性发展，国家将从电价调整、压缩落后火电产能等方面对行业进行改革，但受煤价居高不下、电力市场化交易对火电企业盈利空间的双向挤压，使得火电企业存在盈利不佳、资金偏紧的状况，或将对改革形成阻力。就此为保证相关改革措施的有序推进，国家也出台了系列政策支持火电企业经营，同时补充其他途径降电价，以缓解改革阻力。

（1）缓解煤电矛盾，补充其他途径降电价

为缓解因煤价保持高位、电力市场化交易对火电企业盈利空间的双向挤压，自 2017 年 7 月 1 日起，国家做出变相煤电联动措施，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆电价；2018 年以来，国家发改委于 2018 年 4 月《关于降低一般工商业

电价有关事项的通知》，通知要求进一步规范和降低电网环节收费。5月发布《关于电力行业增值税税率调整相应降低一般工商业电价的通知》，电力行业增值税税率由17%调整到16%后，省级电网企业含税输配电价水平和政府性基金及附加标准降低、期末留抵税额一次性退返等腾出的电价空间，全部用于降低一般工商业电价；国家发改委于2018年7月发布《关于清理规范电网和转供电环节收费有关事项的通知》，取消电网企业部分垄断性服务收费项目和全面清理规范转供电环节不合理加价行为，从降电价的压力部分转移至电网企业。

（2）等容替换指标跨地区统筹

《煤电供给侧改革意见》指出，在确保按时完成淘汰、停建、缓建煤电产能任务目标的前提下，列入关停计划的机组容量可跨省（市、区）统筹使用，按等容量原则与暂缓核准、建设项目的恢复挂钩，或按一定比例与在建项目挂钩。列入关停计划且不参与等容量替代的煤电机组，关停后可享受最多不超过五年的发电权，并可通过发电权交易转让获得一定经济补偿。此政策有利于暂缓核准和在建煤电项目的恢复，若煤电项目面临暂缓核准及建设，可采用置换容量的方式恢复核准及建设。针对关停的煤电机组，无法参与等容量替代，但所享有的不超过五年发电权可进行交易转让，一方面转让收入可作为关停补偿，从而减轻关停压力；另一方面也有利于具备条件的缓建项目尽快获取发电上网资格。

（3）去产能后续工作支持

国家支持煤电机组关停后煤电企业盘活相应土地资源。煤电机组关停拆除后的用地，可依法转让或由地方政府收回，也可在符合城乡规划的前提下转产发展第三产业；并指示煤电行业参照钢铁煤炭行业去产能工作的职工安置政策，做好去产能后的人员安置。上述两政策旨在强调做好煤电项目去产能后的后续工作，对疏导调控阻力有较大现实意义，后续政策细则出台及落实情况值得进一步关注。

七、2018年1~7月电力企业债券市场回顾

1. 2018年1~7月债券发行情况

2018年1~7月，电力行业¹共发行各类型债券206只，发债总额3,458.32亿元。由于电力行业属于高投资成本和价格管制行业，现金流对债务的保障能力偏弱，同时，2018年上半年，煤炭供应偏紧，原料成本维持高位，电力行业企业现金流持续紧张，电力行业2018年1~7月发债数量及发债总额分别较上年同期上升明显，分别上升2.32倍和6.18倍。

从发债主体级别情况来看，2018年1~7月，电力行业发债主体共66家，其中，AAA主体38家（占57.58%），AA+主体15家（占22.73%）和AA主体13家（占19.70%）。从债券类型来看，2018年1~7月电力企业所发行的债券中主要为超短期融资债券103只（合计1,971.50亿元），一般中期票据35只（合计679.50亿元），一般公司债23只（合计384.10亿元），；发行债券品种以超短期融资债券和一般中期票据为主。

总体看，由于2018年上半年电力行业原材料煤炭成本维持高位，电力企业现金流持续偏紧，2018年1~7月，电力企业债券发行规模较上年同期大幅上升。

2. 2018年1~7月级别迁移情况

截至2018年7月底，电力行业存在有效级别的发行主体共计119家，其中AAA主体47家（占

¹行业分类选取申万行业划分标准

39.50%)，AA+主体 29 家（占 24.37%），AA 主体 40 家（占 33.61%），AA-主体 2 家（占 1.68%），C 主体 1 家（占 0.84%）。从级别调整方面看，2018 年 1 至 7 月，电力行业仍保持零违约，负面事件也相对较少，其中主体级别发生变动的电力企业共 2 家，主体级别上调的电力企业 1 家，主体级别下调的电力企业 1 家。

表 5 电力行业主体信用等级迁移情况

项目		截至 2018 年 7 月底底发行主体信用等级					
		AAA	AA+	AA	AA-	C	合计
发行主体信用等级 截至 2017 年底	AAA	47	--	--	--	--	47
	AA+	--	28	1	--	--	29
	AA	--	--	40	--	--	40
	AA-	--	--	--	2	--	2
	C	--	--	1	--	--	1
	合计	47	28	42	2	0	119

资料来源：Wind，联合评级整理

(1) 协鑫智慧能源股份有限公司（以下简称“协鑫能源”）

协鑫能源主要从事清洁能源的项目的开发、投资和运营管理，以及相关领域的综合能源服务，主要包括燃机及燃煤热电联产、风力发电、垃圾发电和生物发电等，在清洁能源及热电联产发电业务方面具有丰富的经验。

中诚信证券评估有限公司（以下简称“中诚信证评”）于 2018 年 5 月 28 日，对协鑫能源发行的“16 协鑫 01”进行了跟踪评级；中诚信证评将协鑫能源主体信用等级由 AA 上调至 AA+，维持评级展望为稳定，上述债券信用等级由 AA 上调至 AA+。

主体级别上调主要考虑到协鑫能源相比于其他的发电业态，具有电量优先上网、所执行电价更加明确等优势，同时，项目储备丰富，电站项目投产所带来的营业收入保持持续增长。

(2) 凯迪生态环境科技股份有限公司（以下简称“凯迪科技”）

凯迪生态是以生物质发电为主营业务，兼营原煤销售和电建项目承包等业务的电力行业公司，截至 2017 年 3 月底拥有 39 家生物质电厂，2017 年 6 月 9 日，中诚信证券评估有限公司（以下简称“中诚信证评”）出具凯迪生态环境科技股份有限公司 2016 年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期、第二期）跟踪评级报告，维持凯迪生态主体信用等级 AA，维持“16 凯迪 01”和“16 凯迪 02”债项信用等级 AA。

此后，凯迪科技经营情况出现恶化，主要源于凯迪科技的经营利润留存对财政补助依赖性很强，2017 年以来经营亏损巨大且大部分电厂处于停工状态。同时，凯迪科技涉及多起诉讼、仲裁案件，主要银行账户被冻结。

中诚信证评于 2018 年 5 月 8 日出具下调凯迪生态环境科技股份有限公司主体及相关债项信用等级公告，将凯迪科技的主体信用等级及其发行的“16 凯迪 01”、“16 凯迪 02”和“16 凯迪 03”债项的信用等级由 AA 下调至 C。主体级别下调主要考虑到 2018 年 5 月 5 日到期的“11 凯迪 MTN1”已实质性违约，且凯迪科技 2017 年业绩预告大幅亏损，及其偿债压力大。

同时，鹏元资信评估有限公司于 2018 年 8 月 24 日出具凯迪生态环境科技股份有限公司 2011 年公司债券 2018 年跟踪评级报告，维持“11 凯迪债”债券信用等级为 C，主体长期信用等级为 C。

总体看，进入 2018 年以来，电力行业发展稳定，电力行业企业级别调整情况较少。

3. 2018年8月至2019年上半年债券到期情况

2018年8月至12月，电力行业到期债券数量134只，到期债券总额2,161.92亿元，涉及到期债券主体74个。2019年上半年，电力行业到期债券共133只，到期债券总额1,856.01亿元，涉及到期债券主体70家，其中五大电力集团到期债券共10只，到期债券总额共278亿元，占14.59%；2019年上半年公司累计债券到期金额超过50亿元主体共11家，全部为AAA企业，到期债券总额共1,236.00亿元，占66.59%。

表6 2018年9月至2019年上半年债券到期兑付情况

	月份	到期规模合计	到期债券数量
2018年	8月	227.50	21
	9月	546.68	30
	10月	528.00	28
	11月	533.85	27
	12月	325.89	28
2019年	1月	365.14	29
	2月	190.91	14
	3月	486.72	31
	4月	444.53	29
	5月	295.85	17
	6月	72.86	13

资料来源：Wind，联合评级整理

表7 2019年上半年公司累计债券到期超过50亿元主体情况

公司名称	债券余额	主体评级
中国南方电网有限责任公司	325	AAA
国家电力投资集团有限公司	155	AAA
中国国电集团有限公司	130	AAA
中国长江三峡集团有限公司	120	AAA
国家电网有限公司	100	AAA
中国大唐集团有限公司	80	AAA
浙江省能源集团有限公司	75	AAA
国电电力发展股份有限公司	70	AAA
华电国际电力股份有限公司	66	AAA
深圳能源集团股份有限公司	65	AAA
大唐国际发电股份有限公司	50	AAA
合计	1,236	AAA

资料来源：Wind，联合评级整理

八、行业信用评级情况

1. 财务指标分析

目前尚有存续债券的火电企业中²，信用等级以AAA居多，合计26家；AA+合计15家，AA合计9家，AA-仅1家。

从财务指标来看，截至2018年6月底，AAA级企业资产均值为2,726.33亿元，所有者权益均

²本样本与有发行债券记录的火电企业存在一定差异，主要系剔除了因债券到期或私募发行未披露而无法获取最新财务数据及经营数据的企业所致。

值为 694.66 亿元，总营业收入均值为 385.79 亿元，净利润均值为 14.44 亿元，经营性净现金流均值为 57.03 亿元，各项财务指标均远远优于 AA+ 及以下级别企业，主要系 AAA 级企业均为全国范围内火电行业龙头企业。

从负债率上看，火电行业资本密集程度较高，项目投资金额较大，产能建设周期较长，加之企业存在持续的流动资金需求，行业整体债务杠杆偏高，对外部融资的依赖性较大。对于大型企业，其融资能力较强，融资规模较大，其资产负债水平明显优于其他级别企业。具体来看，AAA 级企业资产负债率均值为 61.77%，AA+ 级企业为 73.48%，AA 级企业为 67.09%。

从偿债能力上看，截至 2018 年 6 月底，AAA 级企业流动比率和速动比率处于最低水平，其流动比率均值为 0.52 倍，流动资产对流动负债的覆盖能力较弱；速动比率均值为在 0.45 倍；AA+ 级企业流动比率和速动比率均值分别为 0.82 倍和 0.78 倍；AA 级企业的流动比率和速动比率均值分别为 1.23 倍和 1.13 倍。

从营运能力上看，AAA 及 AA+ 级别企业的存货周转率显著高于 AA 级别企业，AA 级别企业应收账款周转率高于 AAA 及 AA+ 级别企业。

从盈利能力上看，AA 级企业的净资产收益率水平最高，主要原因可能是产能结构优化，小规模机组淘汰，AA 企业优质机组占比上升，能够获得较高的收益水平。

表 8 截至 2018 年 6 月底火电企业主要指标区间分布情况（亿元、%、倍、次）

级别	家数	总资产	所有者权益	营业总收入	净利润	经营活动净现金流	资产负债率	流动比率	速动比率	净资产收益率	总资产报酬率	存货周转率	应收账款周转率
AAA	22	225.04 ~10,510.39	72.08 ~2,216.46	55.10 ~1,329.14	-2.89 ~31.55	2.18 ~297.60	39.12 ~84.28	0.23 ~1.10	0.21 ~1.03	-7.18 ~4.97	1.14 ~2.65	1.37 ~40.01	1.57 ~8.00
AA+	15	243.53 ~777.99	26.79 ~347.02	26.04 ~52.77	-1.86 ~2.15	3.20 ~10.43	55.40 ~89.00	0.28 ~2.39	0.25 ~2.31	-2.01 ~4.73	0.87 ~2.10	4.14 ~30.58	1.52 ~4.09
AA	6	100.56 ~333.96	41.83 ~88.51	15.45 ~34.36	0.07 ~4.88	2.10 ~12.80	56.27 ~77.11	0.56 ~3.97	0.49 ~3.83	0.14 ~5.63	0.05 ~3.95	2.18 ~10.35	1.94 ~7.43
AA-	1	82.53	18.65	11.17	-0.25	2.85	77.40	0.64	0.58	-2.98	0.40	3.29	3.51

资料来源：Wind，联合评级整理

表 9 截至 2018 年 6 月底火电企业主要指标均值分布情况（亿元、%、倍、次）

级别	家数	总资产	所有者权益	营业总收入	净利润	经营活动净现金流	资产负债率	流动比率	速动比率	净资产收益率	总资产报酬率	存货周转率	应收账款周转率
AAA	26	2,726.33	694.66	385.79	14.44	57.03	61.77	0.52	0.45	1.74	2.08	10.36	4.28
AA+	15	439.10	131.54	41.15	0.64	5.97	73.48	0.82	0.78	0.68	1.50	11.28	2.58
AA	9	198.02	61.97	26.43	1.71	6.14	67.09	1.23	1.13	2.57	2.12	6.37	5.22
AA-	1	82.53	18.65	11.17	-0.25	2.85	77.40	0.64	0.58	-2.98	0.40	3.29	3.51

资料来源：Wind，联合评级整理

受煤价高位运行以及淘汰落后产能的影响，2017 年以来，煤电企业利润呈现分化态，以不同级别火电企业指标均值来看，2017 年，AAA、AA+ 和 AA 火电企业净利润同比分别下降 48.88%、由盈转亏和下降 68.89%；AAA 和 AA+ 火电企业经营活动现金净流量分别减少 17.22% 和 22.75%。2018 年 1~6 月，AAA 和 AA 火电企业净利润较上年同期分别增长 71.80% 和 22.39%；AA+ 火电企业受进一步关停小型落后产能影响，净利润大幅下滑，较上年同期减少 143.10%。

表 10 2016 年与 2017 年 9 月火电企业指标均值同比情况（亿元、%）

项目	2017 年		2018 年 1~6 月		
	样本均值	同比	样本均值	同比	
AAA	净利润	20.72	-48.88	14.44	71.80

	经营活动现金净流量	142.31	-17.22	57.03	-5.47
AA+	净利润	-1.13	--	0.64	-143.10
	经营活动现金净流量	12.99	-22.75	5.97	5.14
AA	净利润	1.55	-68.89	1.71	22.39
	经营活动现金净流量	8.87	-25.33	6.14	9.10

资料来源：Wind，联合评级整理

总体看，受煤价持续高位运行以及落后产能逐渐淘汰影响，具有规模优势的火电企业具有较高的盈利水平，抗风险能力较强。

2. 装机规模和发电量规模分析

装机规模和发电量方面，在能够搜集到相关数据的样本企业中，AAA 级企业总装机容量位于 674 万千瓦~17,182 万千瓦之间，其中火电装机容量位于 305 万千瓦~12,928 万千瓦之间；总发电量位于 271 亿千瓦时~6,668 亿千瓦时之间，火电发电量位于 105 亿千瓦时~5,254 亿千瓦时之间；AAA 级企业平均总装机容量 4,736 万千瓦，平均火电装机容量 3,683 万千瓦；平均总发电量 3,018，平均火电发电量 2,386 亿千瓦时；AA+级企业总装机容量位于 200 万千瓦~812 万千瓦，其中火电装机规模位于 200 万千瓦~806 万千瓦之间；总发电量位于 48 亿千瓦时~356 亿千瓦时之间，火电发电量位于 48 亿千瓦时~253 亿千瓦时之间；AA+级企业平均总装机容量 553 万千瓦，平均火电装机容量 498 万千瓦；平均总发电量 185 亿千瓦时，平均火电发电量 151 亿千瓦时；AA 企业装机容量位于 108 万千瓦~2,520 万千瓦之间，其中火电装机规模位于 108 万千瓦~2520 万千瓦之间；总发电量位于 51 亿千瓦时~155 亿千瓦时之间，火电发电量位于 51 亿千瓦时~152 亿千瓦时之间；AA 级企业平均总装机容量 770 万千瓦，平均火电装机容量 651 万千瓦；平均总发电量 106 亿千瓦时，平均火电发电量 97 亿千瓦时。

表 11 不同级别火电企业装机规模和发电量统计

级别	装机容量	平均装机	发电量	平均发电量
AAA	674 万千瓦 ~17,182 万千瓦	4,736 万千瓦	271 亿千瓦时 ~6,668 亿千瓦时	3018 亿千瓦时
AA+	200 万千瓦 ~812 万千瓦	553 万千瓦	48 亿千瓦时 ~356 亿千瓦时	185 亿千瓦时
AA	108 万千瓦 ~2520 万千瓦	770 万千瓦	51 亿千瓦时 ~152 亿千瓦时	97 亿千瓦时
AA-	42 万千瓦	42 万千瓦	31 亿千瓦时	31 亿千瓦时

资料来源：Wind，联合评级整理

总体看，各级别的企业总装机容量、火电装机容量、总发电量和火电发电量规模相差较大，装机规模大小，直接对企业整体发电能力、市场地位、电网重视程度等稳定性等产生影响，进而对信用级别产生影响。

九、行业展望

未来，我国电力投资整体增速将持续放缓。其中，电源工程投资将保持较低增速，电网工程投资亦将出现回落。考虑全社会用电量增速预计有限以及清洁能源装机容量提升等因素，国内火电装机容量占比将进一步降低，但不会动摇火电在电源结构中的核心地位。在行业竞争格局方面，现有行业格局将长期保持稳定。此外，受国内煤炭价格上升、环保政策要求趋严等因素影响，技术落后、

装机规模小的火电容量将面临关停压力，但同时由于电力在经济发展中的重要地位，以及我国电源结构状况和电价调整对下游行业生产成本的影响等因素，我国政府在火电改革措施方面持极慎重态度，未来火电产能过剩局面的改善尚需一定时间。

就具体火电行业企业来看，受煤炭供给侧改革影响，2018年以来电煤价格维持在高位趋于稳定，对火电企业成本控制的挑战进一步严峻，但同时随着国内多条输电通道的陆续建成，我国区域性电力供需矛盾已经逐渐得以缓解，可使得我国中西部地区具备坑口资源优势的发电设施得到有效利用，一定程度上将改善相关区域发电设施利用率不足带来的信用风险。

总体看，虽受电煤价格攀升、环保政策趋严等因素影响，未来一定时期内国内火电企业经营业绩或将下滑，但考虑电力行业的重要性，以及国内电力装机结构特征等因素，我国火电行业未来将保持稳定发展态势，行业企业信用水平将继续保持稳定。

附件一 2020 年全国煤电规划建设风险预警图

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 预警指标
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	橙色	红色	绿色	红色
4	内蒙古（东）	绿色	红色	绿色	红色
5	内蒙古（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	绿色	红色	绿色	红色
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

注：绿色区间：系统实际备用率不高于合理备用率，或在合理备用率之上小于当地一台大型煤电单机对应的系统备用率；
 红色区间：系统实际备用率在合理备用率之上多出当地一年负荷增长需要的装机所对应的系统备用率；橙色区间：系统实际备用率介于绿色及红色范围之间。

研究报告声明

联合信用评级有限公司（以下简称“联合评级”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券市场资信评级业务资格。

联合评级在自身所知情范围内，与本研究报告中可能所涉及的证券或证券发行方不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本研究报告中的信息均来源于公开资料，联合评级对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本研究报告所载的资料、意见及推测仅反映联合评级于发布本研究报告当期的判断，仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本研究报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。使用者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本研究报告所载内容和信息并自行承担风险，联合评级对使用本研究报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本研究报告版权为联合评级所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“联合信用评级有限公司”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本研究报告的，联合评级将保留向其追究法律责任的权利。