

2020 年火电行业 研究报告及展望



2020 年火电行业研究报告及展望

中国是全球电力生产第一大国，发电量约占全球发电量总额的四分之一。中国电源结构看，截至目前，火电装机容量占比超过 60%，2019 年 1—10 月火电发电量占比超过 70%。火电长期以来在电力系统中承担着电力安全稳定供应、应急调峰、集中供热等重要的基础性作用。本报告研究以 2019 年以来火电分析为主。

一、火电行业现状

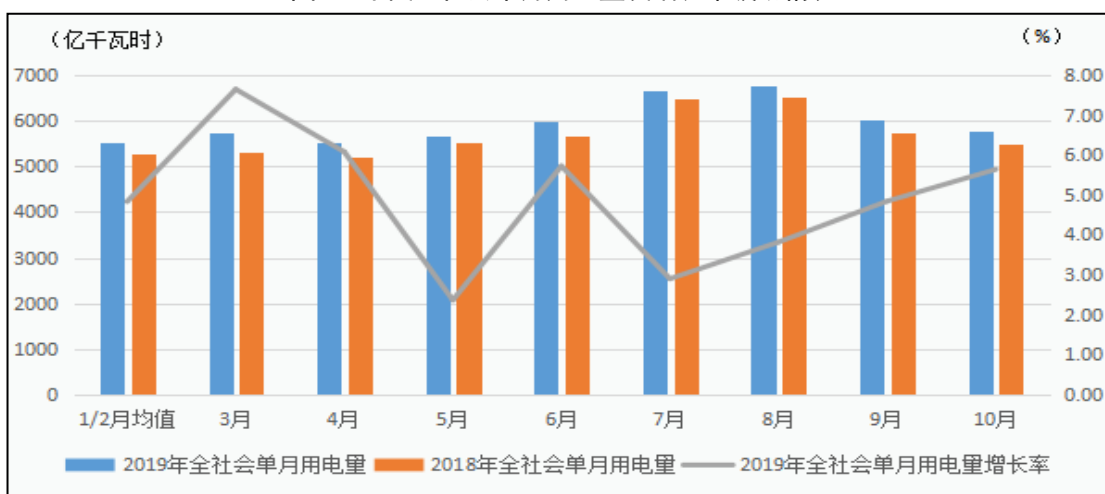
1. 电力市场需求保持平稳增长，第二、三产业用电贡献度大。

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，2019 年 1—10 月，中国全社会用电量 59232 亿千瓦时，同比增长 4.4%，增速比上年同期回落 4.2 个百分点，受社会经济趋势下行的影响，叠加 2018 年冬季寒潮和夏季高温导致用电量超预期增长带来的高基数因素，各产业用电量增速全面回落。分产业看，第一产业用电量 647 亿千瓦时，同比增长 5.2%，占全社会用电量的 1.1%；第二产业用电量 39867 亿千瓦时，同比增长 3.0%，增速比上年同期回落 4.2 个百分点，占全社会用电量的 67.3%，对全社会用电量增长的贡献率为 45.7%；第三产业用电量 9941 亿千瓦时，同比增长 9.3%，增速比上年同期回落 3.8 个百分点，占全社会用电量的 16.8%，对全社会用电量增长的贡献率为 33.6%；城乡居民生活用电量 8777 亿千瓦时，同比增长 5.9%，增速比上年同期回落 5.2 个百分点，占全社会用电量的 14.8%，对全社会用电量增长的贡献率为 19.4%。整体看，2019 年以来，中国全社会用电量保持平稳增长，第二产业及其制造业各季度用电量增速相对平稳，高技术及装备制造业、消费品制造业、其他制造业第三季度用电增速环比回升；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增速有所回落；第三产业绝大部分行业均实现较快增长，特别是随着电能替代力度的加大及电能应用领域的扩展，2019 年

前三季度，批发和零售业中的充换电服务业用电量同比增长 143.0%，交通运输/仓储和邮政业中的港口岸电用电量同比增长 137.1%。

分省份看，2019 年 1—10 月，除青海、河南、甘肃和上海外，中国各省份全社会用电量均实现正增长。其中，中国全社会用电量同比增长超过全国平均水平（4.4%）的省份依次为：西藏（12.9%）、广西（12.8%）、海南（9.7%）、内蒙古（9.6%）、云南（9.1%）、新疆（8.5%）、江西（8.2%）、安徽（7.5%）、湖北（7.5%）、湖南（7.1%）、四川（7.1%）、广东（6.1%）、山西（5.2%）和河北（4.6%）。

图 1 中国全社会单月用电量及增长率波动情况



资料来源：中电联数据，联合资信整理

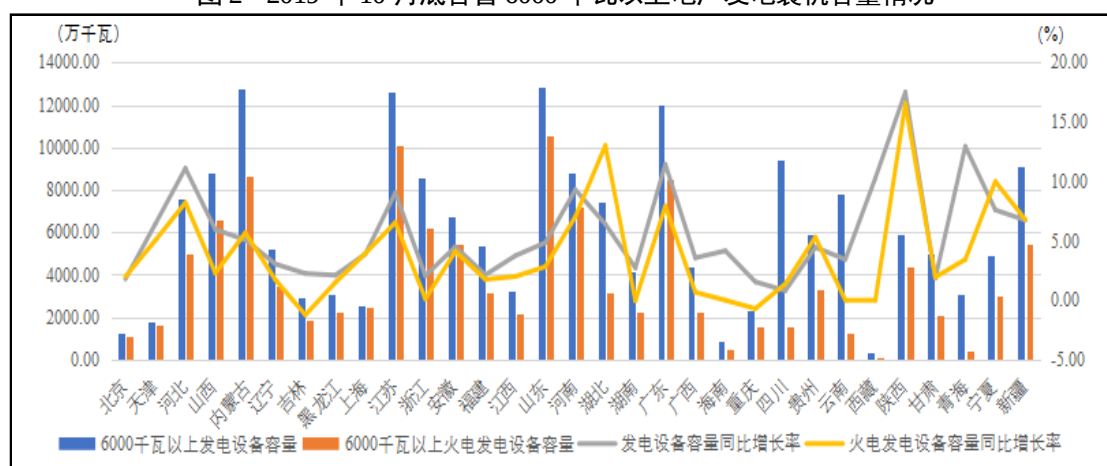
2. 火电装机容量持续增长，但地区分化依然明显；同期，电源工程投资规模缩减，电网基建成电力投资重点。

根据中电联相关统计数据显示，改革开放以来，中国电力总装机容量呈近指数增长。截至 2019 年 10 月底，中国 6000 千瓦以上电厂发电设备容量 18.69 亿千瓦，较上年同期增长 5.8%；其中，火电装机容量 11.74 亿千瓦，较上年同期增长 4.8%；水电装机容量 3.09 亿千瓦，较上年同期增长 1.3%；风电装机容量 2.00 亿千瓦，较上年同期增长 12.2%；核电装机容量 0.49 亿千瓦，较上年同期增长 20.3%。整体看，中国电力装机容量持续扩张，新增装机中火电装机容量占比由 2018 年前十月累计的 30.03% 提升至 2019 年前十月累计的 45.48%；但火电装机

容量占总装机容量的比重由 2018 年 10 月底的 63.42% 下降至 2019 年 10 月底的 62.81%。

从区域看，全国 6000 千瓦及以上发电装机规模集中于华东、华北、华中地区，其中山东、内蒙、江苏、广东、四川、新疆等工业大省或煤炭产区装机规模较大。装机规模增速方面，2019 年 1—10 月，中国新增 6000 千瓦以上发电装机容量规模同比下降 20%，但新增 6000 千瓦以上火电发电装机容量规模同比增长 19.98%（存在前期停建、缓建机组陆续以应急调峰机组的名义投产导致统计口径不一致的因素影响）。截至 2019 年 10 月底，较上年同期总装机容量增幅超过 500 万千瓦的省份有 8 个，分别为河北、内蒙古、江苏、山东、河南、广东、陕西和新疆；其中江苏和广东省装机容量增幅超过 1000 万千瓦；同期，较上年同期火电装机容量增幅超过 500 万千瓦的省份有 3 个，分别为江苏、广东和陕西；由于电源结构调整以及落后产能淘汰，吉林、湖南和重庆的火电装机容量较上年同期出现小幅负增长。

图 2 2019 年 10 月底各省 6000 千瓦以上电厂发电装机容量情况



资料来源：Wind，联合资信整理

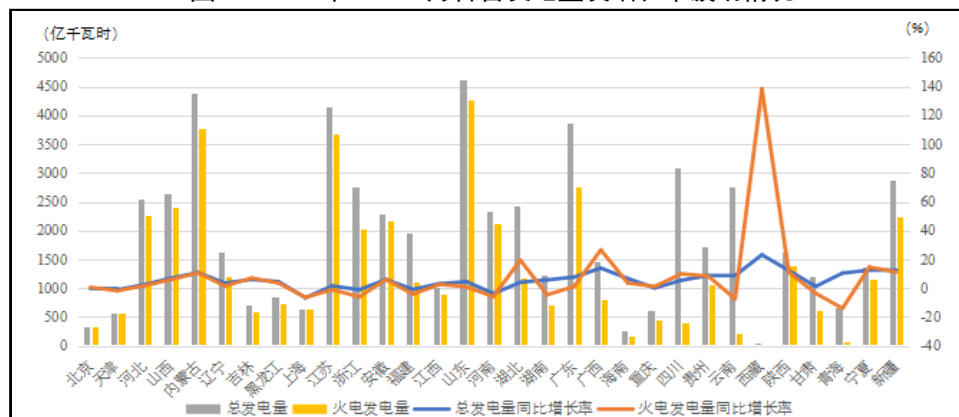
电力投资方面，2019 年 1—10 月，中国电源工程完成投资 2065 亿元，同比增长 7.6%，其中受益于建设成本的下降，火电工程完成投资 415 亿元，同比下降 27.8%；同期，电网基本建设工程完成投资 3415 亿元，同比下降 10.5%。主要由于 220 千伏及以上变电设备容量及输电线路长度投产规模的减少，电网基本建设仍以农网改造升级及配网建设为重点，110 千伏及以下电网投资占电网总投

资的比重持续增长，截至目前已超过 60%。从长远看，中国电力供应能力已出现过剩趋势，且伴有区域电力供需不平衡，行业整体机组利用率有待提高等问题，预计未来电源工程投资将进一步加快结构调整，并很可能在产能过剩的背景下呈现收缩态势，投资重点将围绕电网基本建设投资及配套设施的建设。同时，电网建设不断完善，亦将推动电力资源分配合理化。

3. 火电发电量平稳，但在总发电量中占比持续下降。伴随输配电能力的增强，跨区域送电量规模不断提升，对火电发电量形成一定支撑；但受电力供需区域性差异以及可再生能源上网电量挤占，火电机组利用效率仍旧偏低。

基于全国装机容量和全社会用电需求的提升，全国发电量持续增长。根据中电联相关统计数据，2019 年 1—10 月，中国累计发电量 58742 亿千瓦时，同比增长 3.1%；其中火电累计发电量 42041 亿千瓦时，同比增长 1.1%，占总发电量的比重由上年同期的 72.89% 下降至 71.57%。分区域看，发电量贡献度最高的前五个省份分别为山东、江苏、内蒙古、广东和四川；火电发电量贡献度最高的前五个省份分别为山东、江苏、内蒙古、广东和山西。趋势方面，一向经济发达地区集中，该地区用电需求高，自身电力消纳能力强；二向资源地集中，该地区原料成本低，且电力运输便利性高于原燃料运输。结构方面，火电发电量占总发电量比重超过 80% 的省份有 15 个；超过 90% 的省份有 7 个，分别为北京（占 97.44%）、天津（占 98.32%）、山西（占 90.81%）、上海（占 98.86%）、安徽（占 95.12%）、山东（占 92.58%）和河南（占 90.72%），其中北京基本为燃气发电，天津、上海燃气发电占火电比重在六分之一左右，其余地区仍多为煤电。近年来，在保障电力充足供应以及电网稳定运行的前提下，政策导向鼓励电源结构调整，预计火电结构将向燃气发电倾斜。

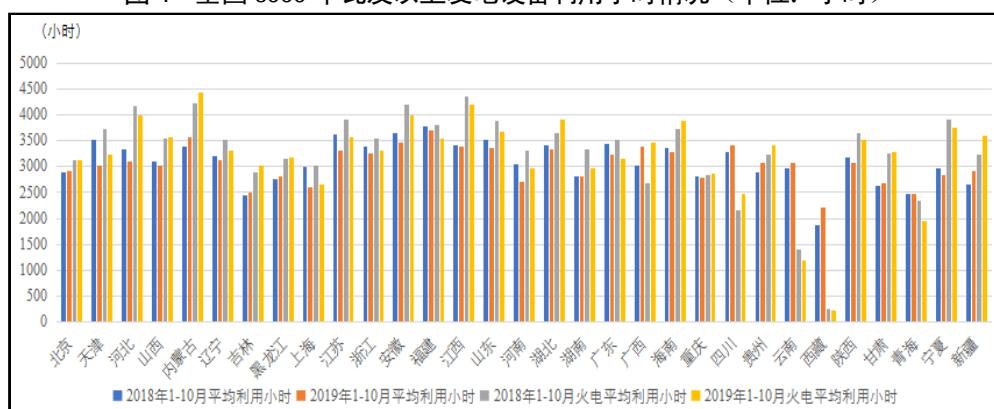
图3 2019年1—10月各省发电量及增长率波动情况



资料来源：Wind，联合资信整理

机组效率方面，2019年1—10月，中国发电设备平均利用小时为3157小时，较上年同期下降54个小时（装机容量增速高于发电量增速，导致机组平均运营效率降低）；火电发电设备平均利用小时3495小时，较上年同期下降101小时；而水电发电设备平均利用小时为3244小时，较上年同期提升161小时。火电机组利用效率偏低且呈下降趋势，一方面由于各类型机组装机容量规模均呈现增长趋势，加剧电力行业产能过剩问题；另一方面由于发电上网存在调度顺序，可再生能源电量对火电发电量存在挤压。分区域看，多省份机组利用小时相对稳定，但天津、上海、江苏和河南出现2019年前十月机组利用小时明显低于上年同期的情况，一方面由于装机容量增长较快，另一方面由于全社会用电量的下降；广西、新疆、内蒙古和四川出现2019年前十月机组利用小时明显高于上年同期的情况，一方面由于传统高耗能产业与房地产发展带动用电需求提升，另一方面由于外送电量快速增长，带动本地火电机组发电水平提升；四川、云南和青海地区水电和光伏占比高，火电机组利用小时数远低于行业平均水平。

图4 全国6000千瓦及以上发电设备利用小时情况（单位：小时）



资料来源：中电联数据，联合资信整理

2018 年 3 月，国家发改委、国家能源局印发了《关于提升电力系统调节能力的指导意见》（以下简称“《指导意见》”），提出实施火电灵活性提升工程，加快推进电源侧调节能力提升；同时要求进一步完善和深化电力辅助服务补偿（市场）机制。《指导意见》提出优先提升 30 万千瓦级煤电机组的深度调峰能力。改造后的纯凝机组最小技术出力达到 30%~40%额定容量，热电联产机组最小技术出力达到 40%~50%额定容量；部分电厂达到国际先进水平，机组不投油稳燃时纯凝工况最小技术出力达到 20%~30%。政策上调节发电量结构，鼓励火电参与深度调峰，一方面要求电厂技术提升，机组改造，保障机组中低负荷运行的低耗、稳定、安全、可调节；另一方面也要求合理补偿机制的完善落实。部分地区存在火电强制调峰降负荷，但电价、电量补偿不到位的问题，更加剧了火电的经营亏损。

目前，火电机组利用效率偏低，导致固定成本摊销占比提高，进一步加剧火电行业经营压力。考虑到近年新完成电力投资项目投产速度快于电力消费增速，且政策引导下非化石能源装机规模及占比快速提升，预计短期内中国火电设备利用率仍将存在一定的回升压力，设备利用率提升仍需通过供给侧改革引导限制产能扩张实现。

由于电力市场供需存在时间和空间差异，受益于输配电系统的逐步完善，跨区域电力消纳能力逐步增强，中国跨区域送电规模持续增长；同时，电网运行稳定性需求对火电发电量也有一定支撑作用。根据 Wind 相关统计数据，2019 年 1—10 月，中国全国跨区域送电量为 4516.03 亿千瓦时，较上年同期增长 13.04%。按华北、东北、华东、华中、西北、西南和南方划分，西北和西南的外送电量占比高，华北和华东的外来电量占比高。2019 年 1—10 月，西北地区跨区域送电量 1413.34 亿千瓦时，较上年同期增长 20.30%，占全国跨区域送电量的 31.30%，分别送往华中、华北和华东地区，送往地区电量占比约为 38%、43%和 28%；西南地区跨区域送电量 954.73 亿千瓦时，较上年同期增长 1.15%，占全国跨区域送电量的 21.14%，主要送往华东地区，占比约为 89%。2019 年 1—10 月，华北地区外来电量 854.26 亿千瓦时，较上年同期增长 25.99%，占全国跨区域送电量的 18.92%；华东地区外来电量 1911.65 亿千瓦时，较上年同期增长 13.50%，占全

国跨区域送电量的 42.33%。

4. 政策引导终端下调用电成本，上网电价回升压力较大，但由于前期煤炭成本快速提升并高位盘整，火电行业整体盈利能力偏弱。2019 年以来，受益于煤炭价格回落，火电企业成本压力减小，整体盈利能力有所回升，但部分火电企业累计亏损严重，以至破产清算。

2016—2018 年，火电行业整体盈利能力下降明显。一方面由于煤炭价格快速回升并持续高位盘整，导致火电企业经营成本大幅提高；另一方面由于电力行业产能过剩、电源结构调整挤压火电市场份额，特别是清洁能源占比高的区域，火电亏损明显。2018 年 8 月，四川省 11 家火电厂负责人“联名上书”省级主管部门，反映火电企业经营困难情况，希望政府予以补救支持；2019 年 4—7 月，青海全省 10 台火电机组仅剩 1 台运行。四川和青海均以水电发电为主，火电主要为电网基础性、支撑性电源，且承担深度调峰任务，发电量受清洁能源发电挤压明显。此外，火电企业也需承担民生责任，部分机组必须保持中低负荷运行，高折旧、高负债的行业特性使得这些火电企业亏损严重。

2018 年底以来，大型电力企业投资呈现两个趋势：一是收购民营风电、光伏等可再生能源发电机组；二是出售、清算亏损煤电机组。出售清算方面，国投电力控股股份有限公司（以下简称“国投电力”）出售 6 家火电厂股权；中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）出售 4 家火电厂股权，2 家火电厂破产清算；国电电力发展股份有限公司（以下简称“国电电力”）1 家火电厂破产清算；华能国际电力股份有限公司（以下简称“华能国际”）1 家火电厂破产清算。

国投电力：

国投电力召开第十一届董事会审议通过《关于挂牌转让部分子公司股权转让方案的议案》，于 2019 年 10 月 9 日在上海联合产权交易所挂牌转让国投宣城发电有限责任公司 51%股权、国投北部湾发电有限公司 55%股权、国投伊犁能源开发有限公司 60%股权、靖远第二发电有限公司 51.22%股权、淮北国安电力有限公司 35%股权和甘肃电投张掖发电有限责任公司 45%股权。截至 2019 年 11

月 4 日挂牌期满日，仅确定国投北部湾发电有限公司 55% 股权的受让方为广西投资集团有限公司，转让价格 5.91 亿元；其他公司股权未产生意向受让方；国投电力将以不低于第一次挂牌价 70% 的价格进行第二次挂牌。

大唐集团：

根据河北省发展和改革委员会《关于下达 2018 年火电行业去产能目标任务的通知》（冀发改能源〔2018〕555 号），大唐保定华源热电有限责任公司（以下简称“华源热电”）2 台 125MW 机组被列入火电去产能计划，按照去产能的工作要求已于 2018 年 9 月关停，并对主要设施进行了拆除，华源热电已资不抵债（截至 2018 年 11 月底，资产负债率为 191.12%），且已无后续持续取得经营收入的能力。2018 年 12 月，大唐国际发电股份有限公司第九届三十一次董事会审议通过了《关于大唐保定华源热电有限责任公司进行破产清算的议案》，同意华源热电进入破产清算程序。

大唐国际发电股份有限公司控股子公司甘肃大唐国际连成发电有限责任公司（以下简称“连成发电”）债权人以无力支付到期款项（约 1644.34 万元）为由，向甘肃省永登县人民法院申请连成发电破产清算。2019 年 6 月 27 日，连成公司收到《甘肃省永登县人民法院的民事裁定书》（（2019）甘 0121 民破 1 号）和《甘肃省永登县人民法院的民事裁定书》（（2019）甘 0121 民破 1 号—2），宣告连成公司破产还债，截至 2019 年 5 月底，连成发电资产负债率 298.50%。

此外，大唐甘肃发电有限公司转让大唐甘肃发电有限公司甘谷发电厂全部资产；大唐吉林发电有限公司挂牌转让大唐辽源发电厂 1/2 号机组；大唐国际发电股份有限公司挂牌转让辽宁调兵山煤矸石发电有限公司 40% 股权；大唐集团转让河北国华定州发电有限责任公司 19% 股权。根据国家企业信用信息公示系统查询结果，上述转让均未完成。

国电电力：

2019 年 11 月 13 日，国电电力七届六十五次董事会审议通过了《关于申请宣威公司破产清算的议案》，同意国电电力作为债权人向人民法院申请国电宣威发电有限责任公司（以下简称“宣威公司”）破产清算；同时审议通过《关于宣威

公司破产重整计划的议案》，在法院受理破产申请并指定管理人接管宣威公司后，将 9 号、10 号 2 台完成超低排放改造的机组和公用系统设备整体打包作为有效资产出售给投资人（无其他投资人，则由国电电力或其下属分子公司回购），其他资产由管理人根据法律规定进行处置，完成破产清算程序，予以注销。截至 2019 年 9 月底，宣威公司资产负债率 225.02%，有息负债 51.15 亿元（含国电电力借款 50.58 亿元）。

华能国际：

华能国际控股子公司洛阳阳光热电有限公司于 2019 年 5 月 31 日申请破产清算，河南省洛阳市中级人民法院于 2019 年 7 月 23 日裁定〔(2013)洛民五破字第 1—19 号〕，宣告洛阳阳光热电有限公司破产。

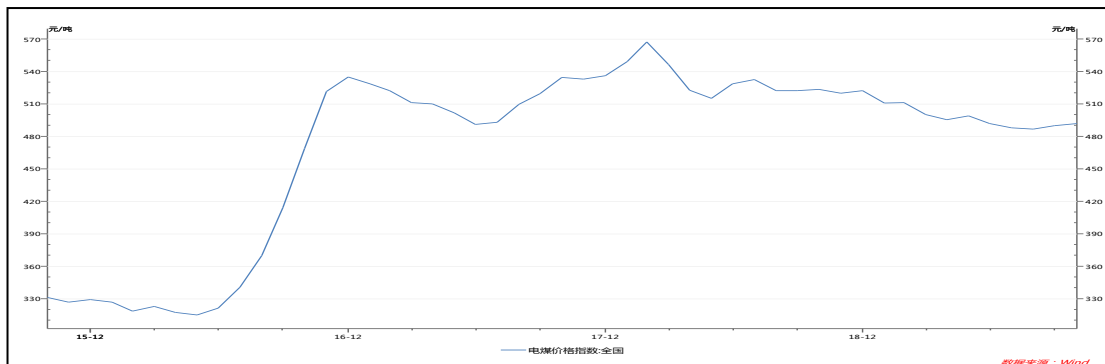
二、火电行业重要影响因素

1. 上网电价和煤炭成本为影响火电行业企业收入和成本最为显著的因素之一。煤炭成本在煤电总成本中占比高，其供应稳定程度影响火电企业经营稳定性，同时煤炭价格走势将严重影响火电企业经营成本。现行燃煤发电标杆电价机制将于 2020 年改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，且首年电价暂不上浮，或将进一步加剧电力供应市场竞争，火电电价让利将影响火电企业收入水平；但中长期看，市场化改革有望推进上网电价理性回归，电价折价有望缩窄。

煤炭供应

近年来，政策导向逐步淘汰煤炭落后产能，同时环保安监要求趋严，单一煤矿出现安全事故连带区域性矿区全部停产，导致煤炭供给减少，煤炭价格于 2015 年底快速回升并高位盘整。目前，煤炭行业供给侧结构性改革已经渡过了大规模产能清退阶段，后续行业整合将更加深入，但行业产能去化潜力已有限。受下游部分地区限煤政策以及优质产能释放影响，2019 年以来，煤炭供需趋于宽松，电煤价格有所下降。此外，海外煤价跌幅较大，国内火电企业在电价市场化的推动下加强成本端控制，增加海外低价煤采购，2019 年 1—10 月，中国累计进口煤量 2.76 亿吨，同比增长 9.6%，国际煤价的下跌对国内煤价亦形成冲击。

图 5 全国电煤价格指数



资料来源：Wind

为应对火电企业煤炭成本长期高企问题，保障火电燃料供应稳定性，2019 年 11 月底，国家发展改革委办公厅发布《关于推进 2020 年煤炭中长期合同签订类型有关工作的通知》（发改办运行〔2019〕1098 号，以下简称“《通知》”），要求切实提高中长期合同签订的数量，其中中央和各省区市及其他规模以上煤炭、发电企业集团签订的中长期合同数量，应达到自有资源量或采购量的 75% 以上，较 2019 年水平有合理增加，鼓励引导新投产煤矿签订更高比例的中长期合同。支持签订 2 年及以上量价齐全的中长期合同。鼓励多签有运力保障的三方中长期合同。同时要求国家铁路集团依据运输能力，组织指导有关运输企业进行运力衔接；加大运力配置比例，优先保障中长期合同兑现，加快构建现代煤炭物流体系等。价格方面，仍坚持“基准价+浮动价”定价机制，协商确定年度中长期合同价格；若无法对基准价达成一致，则下水煤合同基准价执行 2019 年度水平，铁路直达煤合同基准价由下水煤基准价格扣除运杂费后的坑口平均价格和供需双方 2019 年月度平均成交价格综合确定，两类价格权重各占 50%；浮动价均可结合环渤海煤炭价格指数、CCTD 秦皇岛港煤炭价格指数等综合确定。

通过中长期合同方式，火电企业可一定程度上控制成本波动范围，并保障电煤供应的稳定。

火电上网电价

2004 年以来，燃煤发电标杆上网电价及煤电价格联动机制逐步建立，并成为上网电价形成的重要基准。近年来，随着电力市场化改革的不断深化，竞争性

环节电力价格加快放开，现行燃煤发电标杆上网电价机制已难以适应形势发展，突出表现为不能有效反映电力市场供求变化、电力企业成本变化，不利于电力上下游产业协调可持续发展，不利于市场在电力资源配置中发挥决定性作用等。为贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》精神，有序放开竞争性环节电力价格，提升电力市场化交易程度，2019年10月21日，国家发展和改革委员会发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658号，以下简称“《电价指导意见》”）。《电价指导意见》提出将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，对电力交易中心依照电力体制改革方案开展的现货交易，可不受此限制；国家发改委将根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量以及燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。《电价指导意见》将于2020年1月1日起实施，并约定实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升，燃煤发电上网电价形成机制改革后，现行煤电价格联动机制将不再执行。

《电价指导意见》的实施将一定程度推动电力价格市场化，但在全社会用电需求增速平稳，并确保用户端用电成本相对稳定的前提下，电力企业将采取降电价的方式争取市场电量。短期看，目前仍没有参与市场交易的工商业用户自身参与市场交易的意愿不强，且整体议价能力偏弱，暂不上浮的市场化价格将主要影响已参与市场交易的工商业用户交易电价，并可能进一步压缩煤电企业利润水平；但中长期看，由于煤炭价格大幅回落的可能性较小，浮动价格机制将推动上网电价竞价的理性回归，电价折价有望缩窄。

2. 行业及区域性竞争程度亦为火电企业经营效率的主要影响因素之一。目前电力行业已出现产能过剩问题，政策不断推进电力行业供给侧改革，严控装机规模快

速增长和淘汰落后产能，并逐步推进供给侧电源结构改革，火电装机容量和发电量增长均承压较大。

近年来，国家不断出台政策，限制已出现严重产能过剩问题的省份和地区推进火电建设。《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》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）。

2019年3月，国家发改委、国家能源局发布《关于深入推进供给侧结构性改革 进一步淘汰煤电落后产能 促进煤电行业优化升级的意见》（发改能源〔2019〕431号，以下简称“《意见》”），指出要有力有序淘汰煤电落后产能，加快煤电产业新旧动能转换，实现煤电行业清洁高效有序发展。《意见》明确要求符合以下条件之一的燃煤机组应实施淘汰关停：不具备供热条件的单机5万千瓦级及以下纯凝煤电机组、不具备供热条件的大电网覆盖范围内单机10万千瓦级及以下的纯凝煤电机组和单机20万千瓦级及以下设计寿命期满的纯凝煤电机组；设计寿命期满且不具备延寿条件的现役30万千瓦级纯凝煤电机组；不实施改造或改造后供电煤耗、污染物排放、以及水耗仍不达标的煤电机组；《打赢蓝天保卫战三年行动计划》明确的重点区域范围内30万千瓦级及以上热电联产机组供热半径15公里范围内的落后燃煤小热电机组；有关法律法规及标准等要求应予以关停或国务院有关部门明确要求关停的机组。在国家明确淘汰关停保准的基础上，鼓励各地进一步加大煤电落后产能淘汰力度，其关停容量指标可通过交易方式用于需通过等量替代建设的煤电项目。

2019年5月，国家发改委发布《关于做好2019年重点领域化解产能工作的通知》及附件《2019年煤电化解过剩产能工作要点》（以下简称“《工作要点》”），《工作要点》指出2019年的目标任务为淘汰关停不达标的落后煤电机组，依法

依规清理整顿违规建设煤电项目，发布实施煤电规划建设风险预警，有序推动项目核准建设，严控煤电新增产能规模，按需合理安排应急备用电源和应急调峰储备电源。落后产能淘汰方面，列入 2019 年煤电淘汰落后产能目前任务的机组，出地方政府明确作为应急备用电源的机组外，应在 2019 年底前完成拆除工作，需至少拆除锅炉、汽轮机、发电机、输煤栈桥、冷却塔、烟囱中的任两项。整顿违规方面，对未核先建、违规核准、批件不符、开工手续不全等违规煤电项目，依法依规停工并予以处罚，不得办法电力业务许可证，不予并网；结合各省份煤电规划建设风险预警等级，研究适时按需分类将取齐（补齐）手续的停建、缓建项目移出名单。风险预警方面，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作出了等级划分。装机充裕度指标为红色和橙色的省份，原则上不新安排省内自用煤电项目投产，要暂缓核准、暂缓新开工建设省内自用煤电项目，确有需要的，有序适度安排煤电应急调峰储备电源；装机充裕度指标为绿色、资源约束指标为红色的地区，严格控制新核准、新开工建设煤电项目规模；必须密切跟踪电力（供需）形势变化，合理控制建设节奏，防范出现新的煤电产能过剩。

整体看，目前电力行业已出现产能过剩问题。根据《2022 年煤电规划建设风险预警》（国能发电力〔2019〕31 号），约 25%的省份已出现煤电装机明显冗余、系统备用率过高预警，区域内市场竞争激烈（见附件 1）。国家不断出台政策淘汰落后产能，同时限制已出现装机容量过剩预警的地区新增装机扩张，同等条件下优先可再生能源机组并网发电，鼓励火电参与应急调峰。火电装机容量和发电量的增长均承压较大。

三、行业格局

1. 电力行业集中度较高，原有“五大四小”集团在电力行业占据绝对优势，且电力行业对于资源、资金和技术均具有较高要求，已具备较强竞争力的火电企业仍将保持规模优势、区位优势。近年来，国家不断推进行业资本整合、资源整合，原神华集团有限责任公司和中国国电集团有限公司重组成立国家能源投资集团有限责

任公司，形成中国第一大一次能源及二次能源生产巨头，实现煤电联动效应，有效增强其资本实力及综合竞争力。同时，面对火电企业持续性经营压力，国家亦推动煤电资源区域整合，提升煤电经营效率。

2016 年 7 月，国务院办公厅公布《关于推进中央企业结构调整与重组的指导意见》，鼓励煤炭、电力、冶金等产业链上下游中央企业重组，打造全产业链竞争优势，更好发挥协同效应。2017 年 8 月，中国国电集团有限公司（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“国家能源集团”），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，国家能源集团作为合并后公司继续存续。2018 年 8 月 27 日，国家能源集团和国电集团收到国家市场监督管理总局反垄断局出具的经营者集中反垄断审查不予禁止决定书，至此合并协议约定的合并交割条件全部满足，即日起实施集中。

两家合并后成立的国家能源集团为中国第一大一次能源和二次能源生产公司，煤和电的产量都占全国总产量 15% 左右。截至 2019 年 9 月底，国家能源集团资产总额 17625.61 亿元，所有者权益 7087.48 亿元；2019 年前三季度实现收入 4092.53 亿元，利润总额 616.45 亿元。神华集团与国电集团强强联合是近年来煤炭电力行业规模最大的重组案例，其产业链上下游的联合重组，对于推进煤电一体化、稳定煤炭市场、促进行业可持续发展和企业转型升级均具有重要意义。

由于电力行业产能过剩，火电机组发电效率受限，部分深度调峰机组持续中低负荷运行；且煤炭成本持续高企，火电企业经营压力大，已出现全行业政策性亏损问题。根据国务院国资委统计数据，截至 2018 年底，五大煤电央企合计煤电厂 474 家，装机容量 5.2 亿千瓦，平均资产负债率 73.1%；其中亏损企业 257 家，占比 54.2%，累计亏损 379.6 亿元，平均资产负债率 88.6%。2019 年 11 月，国务院国资委发布《中央企业煤电资源区域整合试点方案》（以下简称“《方案》”），自 2019 年开始启动，用 3 年左右时间开展中央企业重点区域煤电资源整合试点

工作，通过区域整合优化资源配置，淘汰落后产能，减少同质化竞争，缓解电力企业经营困难，促进电力行业健康可持续发展。力争到 2021 年底，试点区域产能结构明显优化，煤电协同持续增强，运营效率稳步提高，煤电产能压降四分之一至三分之一，平均设备利用小时明显上升，整体减亏超过 50%，资产负债率明显下降。

《方案》确定首批试点将在煤电产能过剩、煤电企业连续亏损的区域推进，包括新疆、青海、宁夏、甘肃和陕西 5 省，原则上根据中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）、中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）、大唐集团、国家电力投资集团有限公司（以下简称“国电投集团”）和国家能源集团 5 家集团所在省级区域煤电装机规模、经营效益确定牵头单位，在此基础上，综合考虑地区电价，过剩产能消纳、煤电联营、各企业区域战略发展规划等因素，确定华电集团牵头新疆，国电投集团牵头青海，国家能源集团牵头宁夏，华能集团牵头甘肃，大唐集团牵头陕西。试点将稳妥开展资产重组置换，以产权无偿划转为主，市场转让为辅，尽量不产生现金交易，人员、负债随资产一并划转。上市公司所属煤电企业，将股权上移至母公司后再划转，也可以市场化方式转让或置换。此外，《方案》提出要推动企业转型升级，在试点区域带头打造高效清洁可持续发展的煤电产业；同时，支持企业积极引入外部资本，牵头单位要通过债转股、引战投等措施加快降低试点区域煤电企业负债率，积极探索混合所有制改革。

在火电行业产能过剩、成本高企的背景下，煤电联动的行业整合以及火电企业的区域性整合已是大势所趋，若能有效提升产业协同效应，整合高效资源，将有利于火电企业控制成本、提升火电机组运营效率，进而实现扭亏，提升综合竞争力。

2. 电力市场化改革逐步推进，电力交易上市建设逐步完善，交易电量显著提升；但由于竞价让利，交易电量的提升压缩了火电企业的利润水平。

电力市场化改革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；通过组建电力交易机构来搭建用户和发电企业的交易平台，逐步取消电网公司的售电业务，推行电力行业的市场化运营；同时鼓励社会资本投资成立售电主体，并向符合条件的市场主体放开增量配电网投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。

根据中电联相关统计数据，2019 年 1—10 月，全国电力市场中长期电力直接交易电量¹合计为 16967 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 28.6%。其中，省内电力直接交易电量合计为 15715 亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 1252.1 亿千瓦时，分别占全国电力市场中长期电力直接交易电量的 92.6% 和 7.4%。分区域来看，国家电网区域中长期电力直接交易电量合计为 12398.7 亿千瓦时，占该区域全社会用电量的比重为 26.6%；南方电网区域中长期电力直接交易电量合计为 3387.6 亿千瓦时，占该区域全社会用电量的比重为 33.2%；蒙西电网区域中长期电力直接交易电量合计为 1180.8 亿千瓦时，占该区域全社会用电量的比重为 49.5%。

2019 年 1—10 月，全国各电力交易中心组织开展的各类交易电量²合计为 21971.8 亿千瓦时，较上年同期增长超过 35%。省内中长期交易电量合计为 17582.4 亿千瓦时，其中电力直接交易 15715 亿千瓦时、发电权交易 1677.4 亿千瓦时、抽水蓄能交易 116.2 亿千瓦时、其他交易 73.8 亿千瓦时。省间交易（中长期和现货）电量合计为 4389.5 亿千瓦时，其中省间电力直接交易 1252 亿千瓦时、省间外送交易（网对点、网对网）2961.8 亿千瓦时、发电权交易 175.6 亿千瓦时。分区域来看，国家电网区域各电力交易中心完成电力交易规模合计为 16602.2 亿千瓦时，其中北京电力交易中心组织完成省间交易（中长期和现货）电量合计为 4022.7 亿千瓦时；南方电网区域各电力交易中心完成电力交易规模合计为 4050.3 亿千瓦时，其中广州电力交易中心组织完成省间交易电量合计为 309 亿千瓦时；

¹ 指符合市场准入条件的电厂和终端购电主体通过自主协商、集中竞价等直接交易形式确定的电量规模，包括省内电力直接交易电量和省间电力直接交易（外受）电量。以交易的结算口径统计。

² 指电力交易中心组织开展的各品类交易电量的总规模，分为省内交易和省间交易，其中省内交易包括省内电力直接交易、发电权交易、抽水蓄能交易和其他交易；省间交易包括省间电力直接交易、省间外送交易（网对网、网对点）、发电权交易和其他交易。以交易的结算口径统计。

蒙西电力交易中心完成电力交易规模合计为 1319.3 亿千瓦时，其中省间交易电量合计为 19.2 亿千瓦时。

2019 年，全国电量交易规模较上年同期大幅增长，但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，竞价机制容易引发过度竞争，加剧电价水平下降，企业盈利空间进一步压缩。

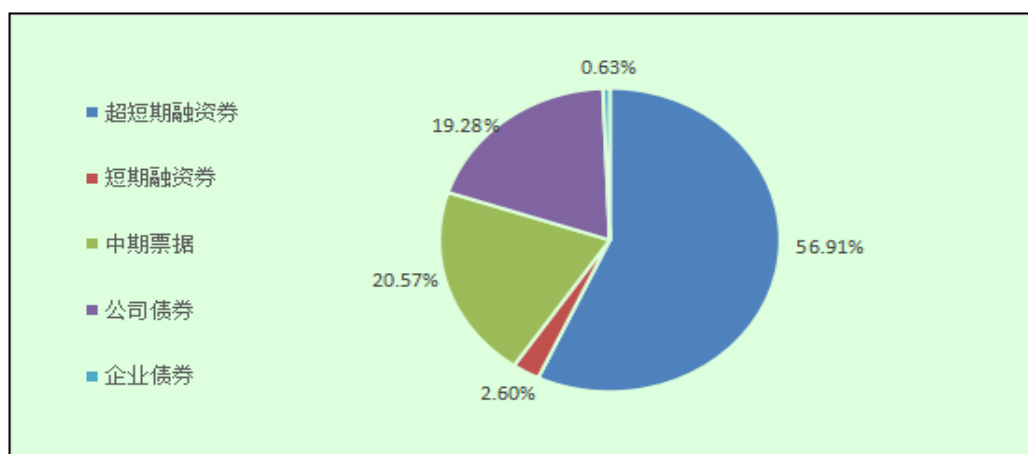
四、2019 年 1—10 月火电企业债券市场回顾

1. 2019 年 1—10 月债券发行情况

2019 年 1—10 月，火电行业共发行各类型债券 273 只，发债总额 4418.50 亿元。2019 年 1—10 月发债数量及发债总额分别较上年同期增长 32.37%和 2.80%。

从发债主体级别情况来看，2019 年 1—10 月，火电行业发债主体共 33 家，其中，AAA 主体 24 家（占 72.73%），AA⁺主体 8 家（占 24.24%）和 AA 主体 1 家（占 3.03%）。从债券类型来看，2019 年 1—10 月，火电企业所发行的债券中超短期融资债券 146 只（发行规模合计 2514.50 亿元），一般短期融资债券 5 只（发行规模合计 115.00 亿元），一般中期票据 61 只（发行规模合计 909.00 亿元），一般公司债 59 只（发行规模合计 852.00 亿元），一般企业债 2 只（发行规模合计 28.00 亿元）；发行债券品种以超短期融资债券为主。

图 6 2019 年 1—10 月火电企业新发行债券情况



资料来源：Wind，联合资信整理

总体看，在当期融资环境偏紧和信用风险偏好下降的环境下，电力债券市场发行主体以高等级主体 AAA 为主，且发行品种多为用于资金周转的超短期融资券。

1. 2019 年 1—10 月火电企业违约情况

2019 年 1—10 月，火电企业未发生公募债券违约情况。

2. 2019 年 1—10 月级别迁移情况

截至 2019 年 10 月底，火电行业存在有效级别的发行主体共 43 家，其中 AAA 级主体 26 家（占 60.47%），AA⁺级主体 13 家（占 30.23%），AA 级主体 2 家（占 4.65%），AA⁻级主体 1 家（占 2.33%），CCC 级主体 1 家（占 2.33%）。其中，华晨电力股份公司³主体级别被连续下调至 CCC。

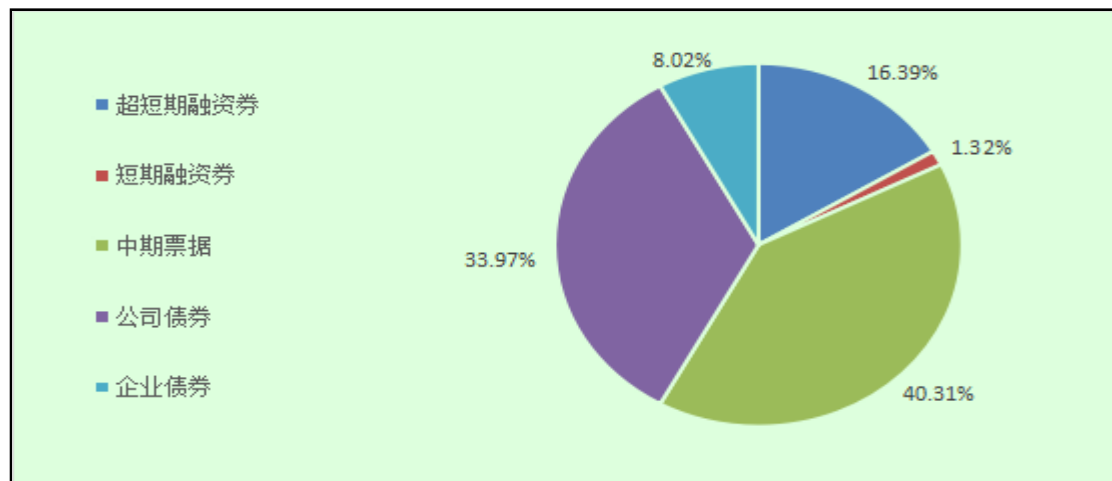
总体看，2019 年以来火电行业发展稳定，除 1 家火电企业级别下调，其他火电企业未发生级别调整。

3. 截至 2019 年 10 月底存续债到期情况

截至 2019 年 10 月底，火电行业存续债券合计 408 笔，债券余额合计约 7206.55 亿元。从债券类型来看，截至 2019 年 10 月底火电企业存续债券中超短期融资债券余额 1181.00 亿元（占 16.39%），一般短期融资债券余额 95.00 亿元（占 1.32%），一般中期票据债券余额 2905.00 亿元（占 40.31%），一般公司债债券余额 2447.81 亿元（占 33.97%），一般企业债债券余额 577.74 亿元（占 8.02%）；发行债券品种以超短期融资债券为主。从级别来看，AAA 级债券余额合计 6880.86 亿元（占 95.50%），AA⁺级债券余额合计 297.19 亿元（占 4.12%），AA 级债券余额合计 5.00 亿元（占 0.07%），AA⁻级债券余额 3.50 亿元（占 0.05%），CCC 级债券余额 20.00 亿元（占 0.28%）。

³ 华晨电力股份公司债务负担较重、受限资产占比较大、扣除非经常性损益后的净利润为负、现金收入比大幅下降；同时，受其控股股东违约影响，华晨电力股份公司融资环境受到明显不利影响，筹资活动现金流入同比大幅下降、筹资活动现金流量由净流入转为净流出。鉴于此，联合信用评级有限公司连续两次下调华晨电力股份公司主体长期信用等级至 CCC。

图7 截至2019年10月底火电企业存续债券情况



资料来源：Wind，联合资信整理

2019年11月—2020年12月，火电行业到期债券（含附回售条件行权的债券）共170笔，到期债券余额2763.84亿元，涉及到期债券主体39家。其中，2019年11月和12月、2020年2月和4月债券到期规模相对较大，分别为452.10亿元、264.91亿元、256.00亿元和401.80亿元。

表1 2019年10月底存续债券到期兑付情况（单位：亿元、笔）

到期时间	合计规模	合计数量
2019年11月	452.10	24
2019年12月	264.91	17
2020年1月	97.85	6
2020年2月	256.00	15
2020年3月	179.40	13
2020年4月	401.80	17
2020年5月	159.24	14
2020年6月	101.00	9
2020年7月	156.38	17
2020年8月	158.86	11
2020年9月	115.50	8
2020年10月	142.80	7
2020年11月	198.00	8
2020年12月	80.00	3
合计	2763.84	170

资料来源：Wind，联合资信整理

五、火电行业发债企业财务分析

截至 2019 年 10 月底，尚有存续债券的 43 家火电企业中，信用等级为 AAA 级主体居多，合计 26 家，AA⁺级主体 13 家，AA 级主体 2 家，AA⁻级主体 1 家⁴，CCC 级主体 1 家。

从财务数据指标来看，2018 年，AAA 级企业资产均值为 2764.31 亿元，所有者权益均值为 723 亿元，营业总收入均值为 772.68 亿元，利润总额均值为 35.39 亿元，经营活动净现金流均值为 160.19 亿元，各项财务数据指标均远优于 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。

从盈利能力上看，火电企业营业收入随着发电量的增长而增长，以尚有存续债券的火电企业测算，2018 年营业收入合计 2.17 万亿元，同比增长 11.92%；2019 年前三季度营业收入合计 1.69 万亿元，同比增长 11.77%。2018 年以来煤炭价格较 2017 年有所回落，火电企业燃料单位成本有所下降，2018 年营业成本合计 1.53 万亿元，同比增长 10.77%；2019 年前三季度营业成本度合计 1.40 万亿元，同比增长 9.17%，上述火电企业营业成本增幅小于营业收入增幅。经营性利润⁵方面，2018 年火电企业经营性利润为 1209.55 亿元，同比增长 69.63%；2019 年前三季度为 1071.99 亿元，同比增长 89.60%，实业经营盈利水平有所回升。此外，发债企业多为集团企业，参股电站及其他业务较多，投资收益对利润总额贡献较大，特别是经营利润低迷时，投资收益贡献率明显提升，2018 年上述火电企业投资净收益合计 684.40 亿元（同比增长 52.44%），占利润总额的比重为 68.23%（同比上升 14.06 个百分点）。

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。2018 年，AAA 级企业全部债务资本化比率均值为 57.69%，AA⁺级企业为 59.83%，AA 级企业为 55.12%。2019 年前三季度，AAA 级企业资产负债率和全部债务资本化比率均值同比有所下降；AA⁺级企业资产负债率和全

⁴ 登封电厂集团有限公司于 2014 年 9 月发行 3.50 亿元一般企业债，将于 2020 年 9 月到期，最新评级时间为 2018 年 6 月，评定该公司主体长期信用等级为 AA⁻，但由于该公司未披露 2018 年年报及 2019 年三季报，下文数据统计中已剔除该样本。

⁵ 经营性利润为营业收入扣除营业成本、税金及附加以及费用。

部债务资本化比率均值同比小幅增长；AA 级企业资产负债率和全部债务资本化比率均值同比变化不大。

从短期偿债指标上看，AAA 级企业流动比率处于最低水平。2019 年前三季度，AAA 级企业和 AA⁺级企业流动比率均值同比增长明显，主要由于货币资金、应收账款和其他应收款的增长带动流动资产的增长；同期，由于偿还到期债务，短期借款、一年内到期的非流动负债以及其他流动负债均同比下降；AA 级企业流动比率同比变化不大。

表 2 火电企业三季度主要指标均值分布情况（个、亿元、%）

时间	级别	家数	总资产	所有者 权益	营业 总收入	利润 总额	经营活动 净现金流	营业 利润率	资产 负债率	全部债务 资本化比率	流动 比率
2019 年 1-9 月	AAA	24	3058.10	871.06	680.82	50.72	120.66	15.33	62.98	54.96	64.39
	AA ⁺	8	349.51	119.37	60.79	2.66	13.32	14.79	66.53	58.78	85.33
	AA	2	413.91	117.23	52.23	6.68	27.58	30.49	72.38	69.43	69.66
2018 年 1-9 月	AAA	24	2880.31	718.04	607.34	31.97	110.74	12.90	65.50	58.41	57.71
	AA ⁺	8	335.04	114.13	57.79	1.11	12.56	12.05	67.60	60.26	69.28
	AA	2	405.29	112.50	54.38	6.96	21.16	30.15	72.92	69.36	69.93

注：样本数量差异主要由于部分主体季度数据不可得

资料来源：Wind，联合资信整理

总体看，高等级火电企业的资产规模、营业收入和利润规模均明显优于低等级火电企业，规模指标对信用等级具有较好的区分度。根据 2019 年 9 月底数据可得的样本统计结果，各级别发债主体资产规模、盈利能力和偿债能力均同比有所提升。

六、行业展望

根据中电联发布的《2019 年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》，综合考虑国家逆周期调控政策、宏观经济运行态势、电能替代、基数等因素，预计四季度电力消费增速比三季度有所上升，同比增长 6%左右，预计 2019 年全年全社会用电量增长 5%左右。在装机容量管控和电源结构调整政策下，预计全年

全国基建新增发电装机容量约 1 亿千瓦，其中新增非化石能源发电装机约 6000 万千瓦；预计截至 2019 年底，全国发电装机容量约 20 亿千瓦，非化石能源发电装机容量占总装机容量比重上升至 42%。预计全国电力供需总体平衡，个别地区电力供需偏紧。分区域看，华北、华中区域用电高峰时段电力供需偏紧；华东、南方区域电力供需总体平衡；东北、西北区域电力供应富余。预计全年火电设备利用小时 4330 小时左右，较 2018 年变化不大。

联合资信预计，2020 年中国宏观经济将保持整体平稳，电力行业政策无重大变革：

（1）发电量方面，目前电力行业产能过剩，且受到可再生能源机组发电量挤压，火电机组发电效率将持续偏低。预计 2020 年，火电装机容量及发电量将维持小幅增长，但由于机组运行效率偏低，固定成本偏高。

（2）电价方面，现行燃煤发电标杆上网电价机制将改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，同时政策要求 2020 年首年电价暂不上浮。短期看，由于电力行业产能过剩，电力企业将采取降电价方式争取高电量，暂不上浮的市场化价格机制将加剧竞价竞争，压缩火电企业利润水平。但中长期看，由于煤炭成本大幅回落的可能性较小，市场化价格机制有望推进上网电价的理性回归，电价折价有望缩窄。

（3）经营能力方面，电力企业上网电价整体呈现下降趋势，导致电力企业盈利水平及盈利能力处于较低水平，特别是煤炭价格持续高位盘整，对煤电企业盈利能力影响较大。2019 年，煤炭价格同比有所回落，火电企业盈利能力有所回升。预计 2020 年在整体限产限煤政策下，火电企业成本大幅下降空间不大，盈利水平有望维持或小幅回升，但低效电厂依旧面临较大的经营压力。

（4）现金流方面，火电企业客户主要为电网公司，通常次月结算，现金流回款保障程度仍很高。

（5）企业信用风险方面，电力行业涉及国计民生，电力行业整体信用风险偏小，同时由于现金流回款较好，整体经营风险偏小。但同时必须注意受电源结构调整政策以及环保政策影响，部分机组利用效率低、规模小、环保不达标、生

产及建设成本高的火电企业，资金需求高、融资压力大、对政策敏感性强，相对信用风险偏高。

整体看，火电行业已出现产能过剩、机组利用效率偏低甚至经营亏损等问题，煤电产业链整合以及电力行业区域性有效资产整合已是大势所趋。近年来，电力行业在政策导向下逐步推进落后产能淘汰、技术提升、产能区位布局调整以及电源结构调整等。2019 年以来，煤炭成本回落、电价逐步理性提升，火电企业盈利能力有所好转。电力行业在经济发展中具有重要地位，而目前火电装机容量和发电量仍占据主导地位，在电力系统中承担着电力安全稳定供应、应急调峰、集中供热等重要基础性作用；且火电行业电力销售可获得稳定的现金流回款；行业风险较小。综上，联合资信评定火电行业 2020 年展望为稳定。

附件1 2020—2022年煤电规划建设风险预警指标情况

序号	地区	煤电建设经济性预警			煤电装机充裕度预警指标			资源约束指标		
		2020年	2021年	2022年	2020年	2021年	2022年	2020年	2021年	2022年
1	黑龙江	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
2	吉林	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
3	辽宁	橙色	绿色	绿色	红色	橙色	橙色	绿色	绿色	绿色
4	内蒙古-蒙东	绿色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
5	内蒙古-蒙西	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
6	北京	--	--	--	--	--	--	红色	红色	红色
7	天津	橙色	红色	红色	红色	红色	绿色	红色	红色	红色
8	河北-冀北	绿色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	红色	红色	重点红色 其他绿色
9	河北-冀南	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色
10	山东	红色	绿色	红色	红色	红色	红色	红色	红色	重点红色 其他绿色
11	山西	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	重点红色 其他绿色
12	陕西	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色	重点红色 其他绿色
13	甘肃	红色	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
14	青海	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
15	宁夏	橙色	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
16	新疆	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
17	河南	绿色	绿色	橙色	橙色	橙色	绿色	绿色	绿色	重点红色 其他绿色
18	湖北	红色	橙色	绿色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色
19	湖南	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色
20	江西	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色
21	四川	红色	红色	红色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色
23	西藏	--	--	--	--	--	--	--	--	绿色
22	重庆	红色	橙色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
24	上海	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色
25	江苏	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色
26	浙江	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色

27	安徽	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	红色
28	福建	红色	橙色	橙色	红色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色
29	广东	绿色	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	红色	红色	绿色
30	广西	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
31	云南	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
32	贵州	红色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
33	海南	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色

注：1. 煤电规划建设风险预警指标中，煤电建设经济性预警指标是建议性指标，体现了建设省内自用煤电项目的经济性；煤电装机充裕度预警指标为约束性指标，体现当地煤电装机、电力供应的冗余情况；资源约束指标为约束性指标，反映了当地规划建设煤电项目可行性；

2. 煤电建设经济性预警指标基于各省、自治区、直辖市新投运省内自用煤电项目的预期投资回报率，分为红色、橙色、绿色三个等级；投资回报率低于当期中长期国债利率的为红色预警；投资回报率在当期中长期国债利率至一般项目收益率（电力项目通常为8%）之间的为橙色预警；投资回报率高于一般项目收益率的为绿色；

3. 煤电装机充裕度预警指标基于各省、自治区、直辖市电力系统备用率，分为红色、橙色、绿色三个等级；煤电装机明显冗余、系统备用率过高的为红色预警；煤电装机较为充裕、系统备用率偏高的为橙色预警；电力供需基本平衡或有缺口的、系统备用率适当或者偏低的为绿色；

4. 资源约束指标基于各省、自治区、直辖市的大气污染物排放、水资源、煤炭消费总量以及其他相关资源的约束情况，分为红色、绿色两个等级；对于《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》确定的重点区域，资源约束指标为红色预警；其余为绿色