

# 行业展望

2023 年 2 月

## 目录

要点	1
分析思路	2
行业基本面	2
行业财务表现	11
结论	13
附表	15

## 联络人

作者	
企业评级部	
盛 蕾	010-66428877 lsheng@ccxi.com.cn
杨思艺	010-66428877 syyang@ccxi.com.cn
王琳博	010-66428877 lbwang@ccxi.com.cn

## 其他联络人

王雅方	010-66428877 yfwang@ccxi.com.cn
刘 洋	010-66428877 yliu01@ccxi.com.cn



# 中国电力生产行业展望，2023 年 2 月

2022 年全国电力供需矛盾凸显，限电频发使得火电投资提速，但非化石能源比重在政策扶持下仍将延续提升态势，电力体制改革亦将持续深化。未来我国用电增速或有提升，但在经济下行压力下整体仍将维持较低水平。行业内企业凭借较好的经营获现能力整体保持了可控的财务风险，但各类电源企业财务状况有所分化，其中火电企业盈利虽有修复，但其经营在高燃料成本和清洁能源挤占下仍将承压；风电及太阳能发电企业财务表现在政策扶持下仍将呈持续优化态势。

行业	未来 12~18 个月展望
电力生产行业	稳定
其中：火电	负面改善
风电	稳定提升
太阳能发电	稳定提升
水电	稳定
核电	稳定

## 要点

- 2022年以来，我国全社会用电量增速放缓，考虑到疫情防控政策放宽、稳增长政策效果的逐步显现、全球变暖引起的极端天气频繁出现和2022年低基数等因素，未来短期内我国用电量增速或将有所提升；但中长期来看，国内外经济较大的下行压力等因素或将影响我国用电量增速继续保持较低水平。
- 2022年我国部分区域电力供需偏紧，火电托底作用凸显，其投资加速回暖；国内非化石能源装机继续保持高速增长。但在水电供给不确定性、风光出力波动、输电线路和储能及调峰电源建设滞后等因素制约下，同时叠加疫情政策放宽和煤价高位运行，预计未来一段时间我国电力供需矛盾仍将存在。
- 2022年以来，受疫情反复、需求低迷等因素影响，全国发电设备平均利用小时同比有所降低；未来全国发电设备利用效率的增长仍面临较多不确定性，不同电源类型机组利用效率仍将延续分化态势。
- 2022年燃煤电价改革政策的落地实施使得火电企业电价涨幅普遍增至上限以缓解其经营困难，并带动市场交易电量规模大幅增加，亦推动了其他电源品种电价的市场化进程。同时，国家目前仍面临较大的新能源补贴压力，后续缓解仍有待相关政策的落地实施以及碳排放和绿证等交易市场的成熟。
- 2022年以来电力生产企业债务规模在加快推进清洁能源项目的建设及并购的影响下虽有所上升，但依托于良好的资源获取、融资及获现能力，预计2023年财务风险整体可控；但不同电源企业财务状况仍有所分化，其中火电企业盈利虽有所修复，但仍需持续关注未来燃料价格走势及政策变化情况；风电及太阳能发电企业在政策扶持下盈利及偿债指标整体持续优化，未来仍具较大提升空间。

## 一、分析思路

电力生产行业的信用基本面分析，主要是通过分析用电需求及供给、市场化交易以及相关政策等因素，对各电源类型装机规模、机组利用效率及电价等走势进行判断，并分析相关走势对行业企业盈利水平和偿债能力等信用基本面的影响。本文指出，在国内防疫政策逐步放宽、投资及消费低迷以及我国面临的经济下行压力等情况综合影响下，具备公用事业属性的电力生产行业内不同电源类企业虽然财务表现有所分化，但整体信用水平保持稳定。

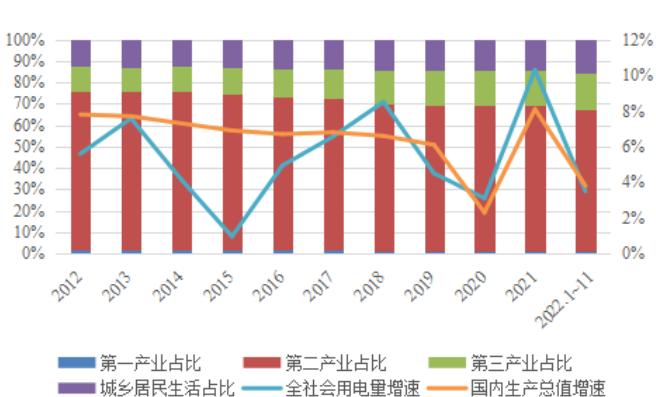
## 二、行业基本面

### 用电需求

**2022**年以来，受疫情扰动、投资及消费低迷等因素影响，我国全社会用电量增速有所放缓，考虑到疫情防控政策放宽、稳增长政策效果的逐步显现、全球变暖引起的极端天气频繁出现和**2022**年低基数等因素，未来短期内我国用电量增速或将有所提升；但中长期来看，国内外经济较大的下行压力等因素或将影响我国用电量增速继续保持较低水平。

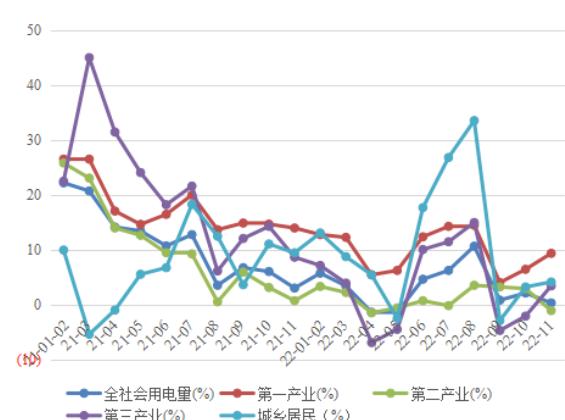
我国用电需求水平整体受宏观经济环境影响较大，与宏观经济走势趋同。根据中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）数据，**2022**年1~11月，受疫情扰动、投资及消费低迷、地缘冲突等多重因素影响，国内经济增速放缓，全社会用电量仅同比增长3.5%，其中，一至三季度全社会用电量分别同比增长5.0%、0.8%、6.0%，波动较大，第三季度在疫情缓解、稳增长政策落实以及全国较大范围极端高温天气等影响下，用电量环比上升明显。

图1：近年来我国经济增长及各产业电力消费情况



资料来源：中电联，中诚信国际整理

图2：2021年来我国经济及各产业电力消费增速

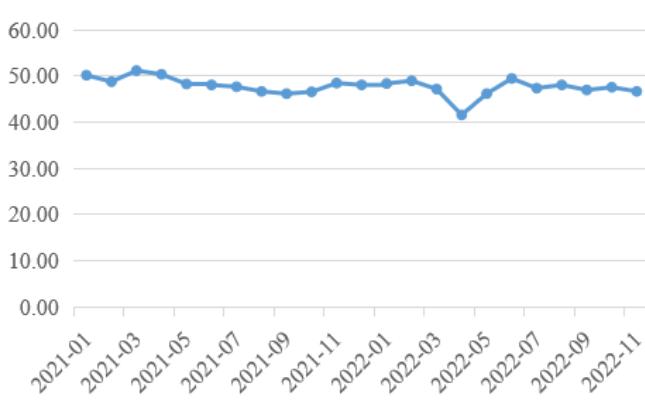


资料来源：中电联，中诚信国际整理

分产业看，**2022**年1~11月，三次产业和城乡居民生活用电量增速分别为9.7%、1.5%、4.1%和12.0%，其中第二产业受疫情防控导致的开工率不足、房地产投资下行等因素影响，用电需求增速放缓较多；受夏季极端高温天气影响，城乡居民生活用电呈现两位数增长，成为用电量增长的主要拉动力。用电结构方面，在我国持续推动高质量发展，经济结构不断转型背

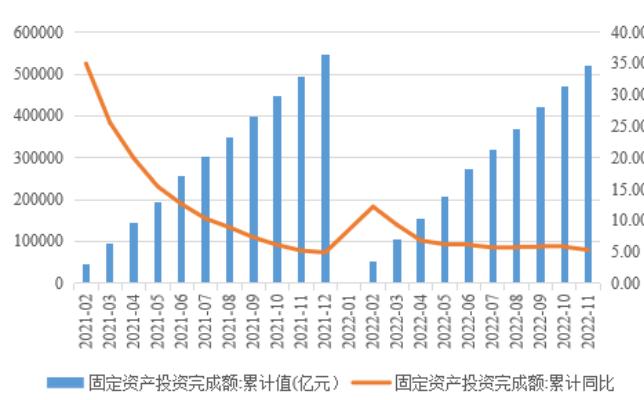
景下，第二产业用电量在我国全社会用电量中虽仍占据绝对比重，但占比持续下降，2022年1~11月下降至65.99%；同期，第三产业用电量在以大数据、互联网、人工智能为代表的战略性新兴产业推动下，占比持续提升至17.27%。此外，随着居民消费水平的提高，城乡居民生活用电占比亦持续提升，2022年1~11月为15.40%，我国电力消费结构持续优化。

图3：2021年来我国PMI新出口订单指数



资料来源：WIND，国家统计局，中诚信国际整理

图4：2021年来我国固定资产投资完成额变化情况



资料来源：WIND，国家统计局，中诚信国际整理

从未来的用电形势来看，在出口替代方面，前期积压的订单虽然仍在持续，但随着全球供应链的逐渐修复，我国的出口替代效应整体有所减弱，根据国家统计局披露的PMI新出口订单指数，其自2022年6月高点后已整体呈下降态势，其对未来我国用电量增长的推动作用在减弱。同时，2022年四季度以来国家虽然加大了房地产行业的扶持力度，但政策下达到效果显现仍需要时间观察，目前房地产行业仍处弱势运行态势，且与之相关的建筑、钢铁等一系列产业的景气度也会受到影响，加之钢铁行业的限产政策等，其目前对用电需求增长的拉动力整体仍趋弱。但考虑到疫情防控政策放宽、2022年以来国内基建投资力度仍保持较高水平、全球变暖引起的极端天气或会频繁出现、2022年底召开的中央经济工作会议提出的稳增长政策以及2022年用电增速的低基数等因素，中诚信国际认为，未来短期内我国全社会用电需求增速或将有所提升；但中长期来看，国内外经济仍面临较大下行压力，未来我国用电增速或仍将保持较低水平。

## 用电供给

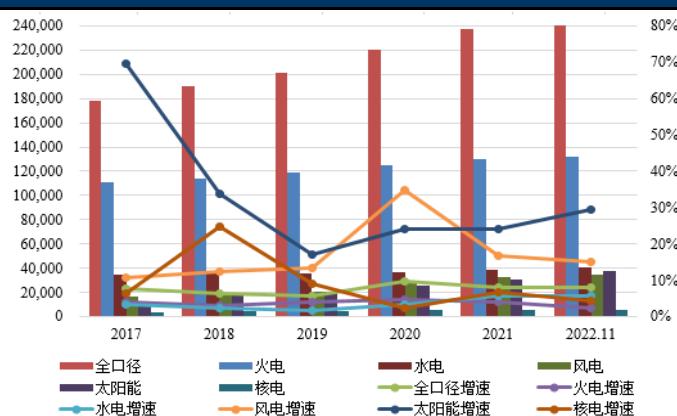
2022年来水偏枯、省际壁垒的存在和极端天气频繁出现导致部分区域电力供需偏紧，电力供需矛盾突出，但同时亦凸显火电托底作用，推动其投资加速回暖，并延续清洁高效发展模式；且在“双碳”目标下，国内非化石能源装机亦将继续保持高速增长态势。但水电供给不确定性、风光出力波动、输电线路和储能及调峰电源建设滞后等因素仍制约着电力供给对需求增长的覆盖，同时叠加疫情政策放宽和煤价高位运行，预计未来一段时间我国电力供需矛盾仍将存在。

根据国家能源局发布的全国电力工业统计数据，2022年1~11月，全国主要发电企业电源工程完成投资5,525亿元，同比增长28.3%，增速较上年同期大幅回升。近年来在“双碳”等政策影响下，我国电源建设重心向新能源和调节型电源转移，自2020年以来全国电源完成投资

中清洁能源发电投资比重均在 85% 以上。但 2021 年下半年以来受来水偏枯、省际壁垒、各省能源结构、能耗双控、极端天气增多等因素影响，我国多地出现限电及电力供应紧缺现象，火电基础电源地位进一步凸显，火电投资重新加速，2021 年及 2022 年 1~11 月，火电投资增速分别为 18.30% 和 38.3%，其中 2022 年 1~11 月的火电新核准容量超过 6,500 万千瓦。核电审批的加快推进带动核电投资规模快速增长，同期，核电投资增速分别达到 41.80% 和 19.90%。水电和风电投资受资源限制和抢装热潮退去等因素影响，2021 年以来投资增速有所降低。随着国内分布式光伏稳步推进、风光大基地项目的逐步落地，2022 年 1~11 月太阳能发电投资增速高达 290.1%。

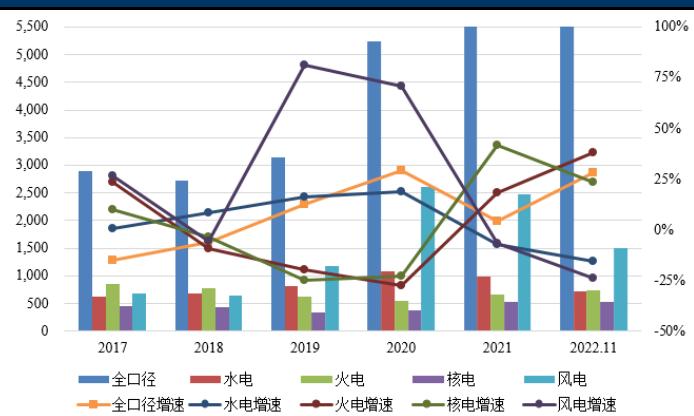
从装机结构来看，受节能减排以及“双碳”政策影响，以风电、太阳能发电为代表的清洁能源发电快速发展，近年来非化石能源发电装机（包括可再生能源及核电）规模及其在我国发电装机中所占比例持续上升，装机结构清洁化趋势明显。截至 2022 年 11 月末，我国非化石能源装机占全部装机的比重增至 47.34%，已超过煤电机组装机规模，但在当前电力系统灵活性不足背景下，煤电作为我国电力安全稳定供应的基础电源，未来一段时间内仍将维持主力电源地位。

图 5：近年来我国发电装机容量及增速（万千瓦）



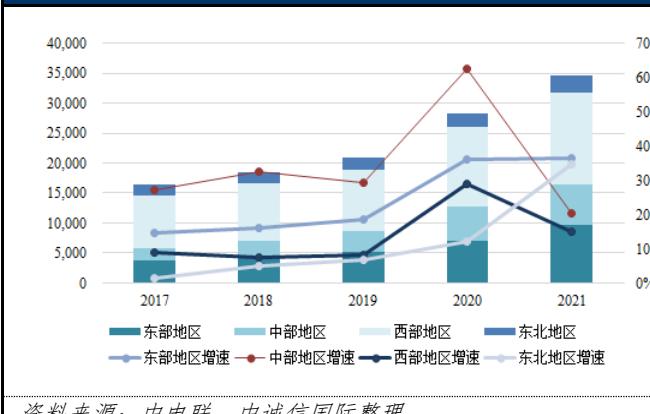
资料来源：国家能源局、中电联，中诚信国际整理

图 6：近年来我国电源工程投资完成情况（亿元）



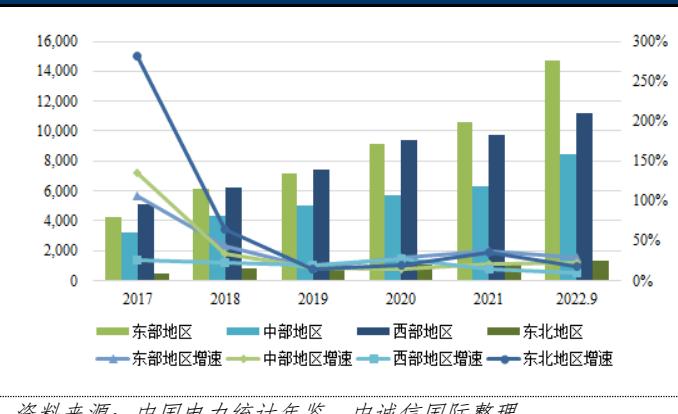
资料来源：中电联，中诚信国际整理

图 7：近年来全国风电装机容量区域结构情况（万千瓦）



资料来源：中电联，中诚信国际整理

图 8：近年全国太阳能装机容量区域结构情况（万千瓦）



资料来源：中国电力统计年鉴，中诚信国际整理

分电源来看，火电方面，《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（以下简称“双碳意见”）和《2030 年前碳达峰行动方案》（国发〔2021〕

23号) (以下简称“行动方案”)等政策要求要稳住存量,推动现役煤电机组灵活性改造,并发挥好煤炭、煤电在推动能源绿色低碳发展中的支撑作用,有序释放先进煤炭产能,根据发展需要合理建设支撑性、调节性的先进煤电,大力推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”,在“十四五”期间节能改造规模不低于3.5亿千瓦,并有序淘汰(含到期退役机组)3,000万千瓦。结合2020年限电以来国家新核准的火电项目情况,未来我国火电投资仍将主要集中于大型煤电一体化、风光火储一体化、特高压外送及淘汰落后产能后的同规模置换等项目,且随着在建项目稳步推进,火电装机增速或将有所提升。

**水电方面**,2021年以来,受益于乌东德、白鹤滩、两河口等大型水电站陆续投产,我国水电装机增速持续提升,迎来一轮常规水电投产高峰,但受限于资源禀赋和经济性约束,未来增长空间有限。根据“行动方案”,未来我国将积极推进金沙江上游、澜沧江上游、雅砻江中游和黄河上游等水电基地建设,“十四五”、“十五五”期间将分别新增水电装机容量4,000万千瓦左右。与此同时,国家能源局于2021年9月17日发布《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)》,计划到2025年和2035年将抽水蓄能投产规模分别增至6,200万千瓦及1.2亿千瓦以上,而截至2022年9月末我国抽水蓄能在运装机为4,360万千瓦;2022年1~10月,抽水蓄能加速推进,核准装机规模合计4,329.8万千瓦。综合上述情况,预计“十四五”期间,我国水电投资额、水电及抽水蓄能装机规模将保持较快增长。

**风电和太阳能发电方面**,2019年以来受政策<sup>1</sup>影响呈现大规模风电抢装,由此使得2020年来的风电及太阳能发电新增装机保持高速增长,2022年风电和太阳能发电进入全面平价上网时代,补贴退坡政策带来的抢装热潮退去。但2021年来,国家能源局等单位全力推动了“第一批”9,705万千瓦、“第二批”4,063万千瓦风光大基地建设,同时“第三批”大基地项目亦在加速推进中。同时,根据“行动方案”及《“十四五”可再生能源发展规划》,到2030年,我国风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上的目标。预计未来一段时间我国风电及太阳能发电装机规模仍将维持快速增长态势,同时区域消纳的好转和外送通道的陆续投运也将使得新增风光装机逐步回归风光资源丰富的三北地区。

**核电方面**,“行动方案”再次明确了我国未来积极安全有序发展核电的整体策略,同时受水电出力不足、电力紧缺影响,2021年以来,核电核准超预期,其中2021年核准5台,2022年1~9月核准10台,截至2022年11月末的在运及在建装机容量分别为5,553.0万千瓦和2,419.0万千瓦,根据“双碳意见”提及的7,000万千瓦目标,预计未来核电装机将呈稳步增长态势。

**中诚信国际认为**,未来随着“双碳目标”的推进,电力生产将延续绿色发展趋势,国内非化石能源装机将保持快速增长态势,同时以煤电为主的火电机组将逐步转型,进入清洁高效发展通道,装机规模增速亦将有所提升。但需关注的是煤炭价格仍处于高位、水电供给不确定性、风光出力波动、输电线路和储能及调峰电源的建设滞后等因素仍制约着电力供给对需求

<sup>1</sup> 2019年4月28日,国家发改委发布《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》下调了国家财政补贴范围内I-III类资源区新增集中式光伏电站指导价,同时规定新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定,不得超过所在资源区指导价;同时要求在当期6月30日(含)前并网的电站仍可享受之前的电价,之后的则按照新电价执行。2019年5月21日,国家发改委发布《关于完善风力上网电价政策的通知》称,对于2018年底之前核准的陆上风电项目,2020年底前仍未完成并网的,国家不再补贴;2019年1月1日至2020年底之前核准的陆上风电项目,2021年底前仍未完成并网的,国家不再补贴。自2021年1月1日开始,新核准的陆上风电项目全面实现平价上网,国家不再补贴。对2018年底之前已核准的海上风电项目,如在2021年底前全部机组完成并网的,执行核准时的上网电价;2022年及以后全部机组完成并网的,执行并网年份的指导价。

增长的覆盖，同时 2022 年 12 月以来，全国逐步放宽疫情防控措施，复工复产及消费复苏或将拉动电力需求提升，且煤炭价格目前仍处于相对高位运行，预计未来一段时期电力供需矛盾仍将存在。

**2022 年以来，受国内疫情反复、需求低迷等因素影响，全国发电设备平均利用小时同比有所降低；未来国内经济增长及需求变化的不确定性、能源供给侧政策变化及新型电力系统建设进度等因素将使得全国发电设备利用效率的增长面临较多不确定性，不同电源类型机组利用效率仍将延续分化态势**

近年来我国发电设备利用效率受宏观经济的周期性变化及电力供需关系等因素影响较大，2022 年以来，受国内疫情反复、投资及消费需求低迷等因素影响，国内用电需求减弱，根据中电联统计数据，2022 年 1~11 月，全国发电设备平均利用小时数为 3,375 小时，比上年同期减少 114 小时。从各类电源运行状况来看，受国家调控、电力供需及资源禀赋等因素影响，不同电源类型机组利用效率有所分化。

**火电方面**，受用电需求变化和“双碳”政策导致的清洁能源机组挤压等因素影响，近年来我国火电机组利用小时数呈现波动下行态势。2022 年以来，疫情反复、投资低迷等因素带来全国用电需求减弱，同时叠加新能源替代效应的进一步增强，2022 年 1~11 月，全国火电设备平均利用小时数同比减少 47 小时。考虑到入冬后采暖负荷的增长、季节性来水偏枯、煤炭保供政策的逐步落实和市场化交易范围的扩大，短期内火电仍将发挥主力发电作用；长期来看，在“十四五”节能减排计划及“双碳”目标背景下，新能源大规模投运、碳配额供给总量的收紧和免费配额的减少引起的碳交易成本上升等因素将导致火电机组发电空间被持续挤压。

**水电方面**，2022 年上半年，我国长江流域、雅砻江流域等主要干流来水同比显著偏丰，全国水电利用情况有所好转，但进入三季度，长江中下游及川渝地区出现历史性罕见干旱少雨，受此影响全国水电出力明显受限，2022 年 1~11 月，全国水电机组利用小时数比上年同期降低 210 小时。根据水利部统计数据，2023 年以来三峡水库水位一直保持在 158 米，仅比死水位高 13 米，整体仍处于缺水的状态，考虑到疫情政策放宽带来的用电需求回升以及极端气候对水库蓄水的影响，预计 2023 年水电机组仍面临一定蓄水压力，且其利用小时数仍将承压。

**风电方面**，受 2022 年上半年来风偏弱影响，2022 年 1~11 月全国风电平均利用小时数较上年同期降低 24 小时，弃风率同比略有升高，但受益于促消纳政策的不断落实以及外送通道的持续建设，新疆、宁夏等地区风电利用率同比显著提升。**太阳能发电方面**，2022 年以来太阳能发电整体利用情况较好，2022 年 1~11 月全国太阳能发电平均利用小时数较上年同期增加 66 小时，全国平均弃光率进一步下降。未来随着新型电力系统的构建以及消纳政策的进一步落实，国内风电及太阳能发电机组仍将处于良好的消纳环境中，整体利用效率有望进一步改善，但考虑到在建风光基地不断完工投产和外送通道建设仍相对滞后的矛盾，西北地区弃风弃光情况或仍面临一定压力。

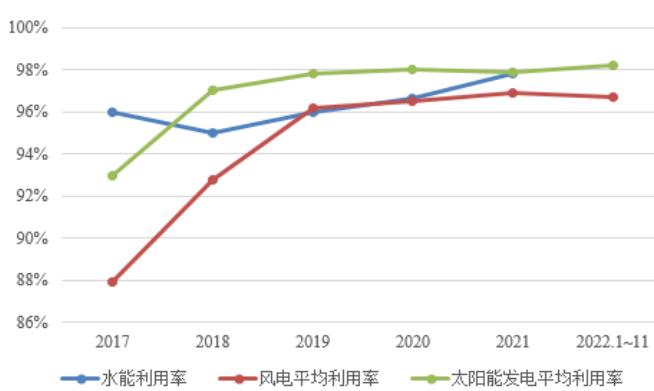
**核电方面**，受机组大规模检修、疫情导致需求偏弱的影响，2022 年 1~11 月，全国核电机组平均利用小时数较上年同期减少 202 小时，但核电机组利用效率较其他电源仍保持较好水平。

图 9：近年来我国发电设备利用小时数（小时）



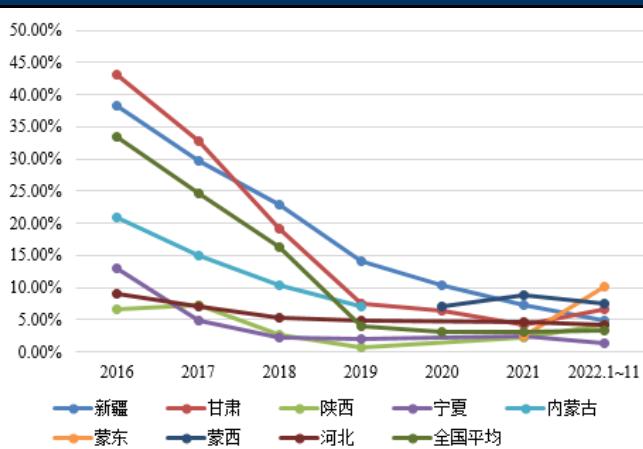
资料来源：中电联，中诚信国际整理

图 10：近年来我国水电、风电和太阳能发电利用率情况



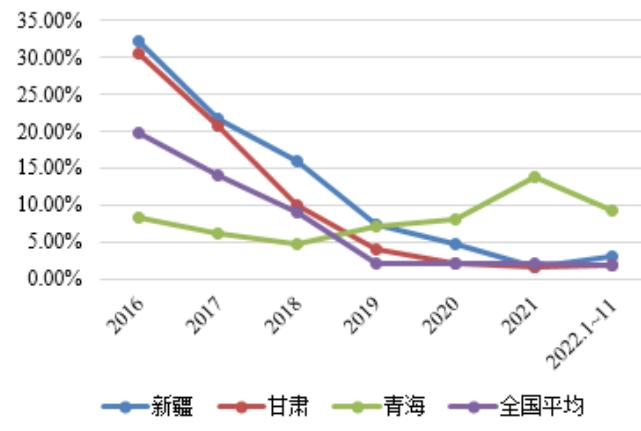
资料来源：国家能源局，中诚信国际整理

图 11：近年来我国部分省份弃风限电情况



资料来源：国家能源局，中诚信国际整理

图 12：近年来我国部分省份弃光限电情况



资料来源：国家能源局，中诚信国际整理

中诚信国际认为，考虑到未来复杂多变的国际形势、国内疫情政策放宽下面临的经济和用电量的不确定性、“双碳目标”之下电力供给侧格局变化等因素，未来全国发电设备平均利用小时的增长将面临较多不确定性，各电源品种的运营效率将延续分化态势。

## 电力体制改革、电价水平、可再生能源补贴及碳排放交易等

2022 年燃煤电价改革政策的落地实施使得火电企业电价涨幅普遍增至上限以缓解其经营困难，并带动市场交易电量规模大幅增加，亦推动了其他电源品种电价的市场化进程。同时，国家目前仍面临较大的新能源补贴压力，后续缓解仍有待相关政策的落地实施以及碳排放和绿证等交易市场的成熟。

近年来我国电力体制改革持续推进，电力市场化交易规模及占比继续提升，市场交易模式和电价机制不断完善。2021 年 10 月 11 日，国家发展改革委发布的《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439 号) (以下简称“1439 号文”) 要求燃煤发电电量及工商业用户要全部进入电力市场，这使得我国市场化交易范围进一步扩大，并有助于带动其他类别电源发电电量进入市场和售电公司业务的拓展，提高用

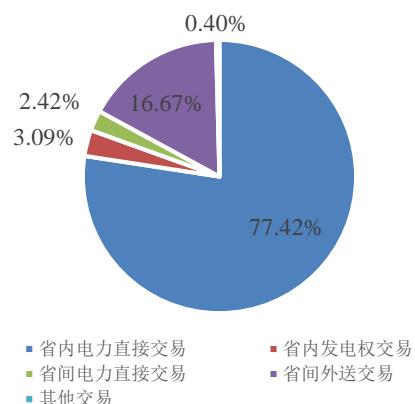
户端节能和错峰用电的意识，加速由市场决定电价机制的实现，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，助力发电企业向下游传导发电成本。输配电价核定方面，第一轮（2017~2019）和第二轮（2020~2022）输配电价均已核定完毕，输配电成本持续下降。

根据中电联数据统计，全国电力市场交易电量呈逐年上升态势。随着“1439号文”政策逐步落地，电力市场交易电量规模增速明显上升，其中2022年前三季度全国市场交易电量规模已超过2021年全年并同比增长43.51%，且占全社会用电量比重首度过半并增至59.9%，同比提高16个百分点，电力市场化改革深度大幅提升。从市场交易电量组成来看，2022年前三季度全国以省内电力直接交易为主，占比为77.42%，其次是省间外送交易，占比为16.67%，发电权交易等其他交易形式占比较小。

图13：近年来全国市场交易电量及占比



图14：2022年前三季度市场交易电量各部分占比



注：市场交易电量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；中长期电力直接交易电量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。

资料来源：公开资料，中电联，中诚信国际整理

**上网电价方面**，2021年来受市场化交易规模逐步扩大、电力供需形势和新能源平价上网政策等因素影响，不同电源类型企业平均上网电价整体有所分化。从火电来看，“1439号文”要求燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制，加之电力供需形势紧张以及燃煤成本高企，各企业燃煤电价普遍实现上浮，但由于上述政策出台时间较短，对2021年火电电价影响有限，随着政策逐步落地，2022年以来火电电价增幅明显，但由于电煤价格仍处高位，煤电企业成本压力依旧存在且仍面临亏损可能。2022年11月8日中电联发布的《适应新型电力系统的电价机制研究报告》建议，有序将全国平均煤电基准价调整到0.4335元/千瓦时，这一价格较当前全国平均煤电基准价约0.38元/千瓦时上涨约14.1%，未来基准电价的调整及电价传导机制的完善仍有待相关政策出台。

**水电方面**，近年来水电电价水平较低，但2021年以来燃煤电价的上浮亦带动水电电价小幅提升。**风电及太阳能发电方面**，2022年起风电及太阳能发电机组已进入全面平价上网时代，随着平价上网项目装机容量快速增长，风电及太阳能发电企业平均电价水平呈下降趋势。**核电方面**，目前核电企业已陆续开始参与市场化交易，受此影响，核电企业平均上网电价整体略

有下降，但随着燃煤电价上浮限制的放开以及清洁能源消纳政策的扶持，未来核电企业上网电价下行压力或将有所缓解。

表1：各类电源典型企业平均上网电价变动情况

电源类型	企业名称	企业简称	2021年电价 (元/千瓦时)	2020年较2019年 变动	2021年较2020年 变动
火电	华能国际电力股份有限公司	华能国际	0.432	↓	↑
	国电电力发展股份有限公司	国电电力	0.3613	↓	↑
	华电国际电力股份有限公司	华电国际	0.4300	↓	↑
	广东省能源集团有限公司	粤电集团	0.402	↓	↑
	浙江省能源集团有限公司*	浙能集团	0.3862	↓	↑
	华润电力投资有限公司	华润电力	0.4038	↓	↑
	北方联合电力有限责任公司*	北联电	0.3029	↑	↑
	上海电力股份有限公司	上海电力	0.52	↑	↑
	内蒙古蒙电华能热电股份有限公司*	内蒙华电	0.3087	↑	↑
	深圳能源集团股份有限公司	深圳能源	0.441	↓	↑
	申能股份有限公司	申能股份	0.443	↑	↑
	湖北能源集团股份有限公司	湖北能源	0.43	--	↑
	内蒙古能源集团有限公司*	蒙能集团	0.3011	↓	↑
	福建福能股份有限公司	福能股份	0.3694	↓	↑
水电	江西赣能股份有限公司	赣能股份	0.4587	↓	↑
	中国长江电力股份有限公司	长江电力	0.2656	↓	↑
	华能澜沧江水电股份有限公司*	华能水电	0.2153	↓	↑
	雅砻江流域水电开发有限公司	雅砻江水电	0.262	↑	↑
	广西桂冠电力股份有限公司	桂冠电力	0.242	↓	↑
	华电云南发电有限公司	华电云南	0.1708	↓	↑
	五凌电力有限公司	五凌电力	0.2866	↓	↑
	新华水力发电有限公司	新华水力	0.22	↓	--
风电/太阳能发电	甘肃电投能源发展股份有限公司	甘肃电投	0.2528	↓	↑
	龙源电力集团股份有限公司*	龙源电力	0.489	↑	↑
	福建华电福瑞能源发展有限公司*	华电福瑞	0.45	↑	↑
	中国三峡新能源(集团)股份有限公司*	三峡新能	0.46	↑	↓
	中广核风电有限公司	中广核风电	0.55	↑	↓
	华能新能源股份有限公司	华能新能源	0.538	↑	↓
	吉林电力股份有限公司*	吉电股份	0.5352	↓	↓
	中节能太阳能股份有限公司	中节能太阳能	0.85	↓	↓
	河北建投新能源有限公司*	建投新能源	0.4583	↑	↓
	新疆新能源(集团)有限责任公司*	新疆新能源	0.57	↑	↓
核电	中国核能电力股份有限公司	中国核电	0.3969	--	--
	中国广核电力股份有限公司	中广核电力	0.40	↑	↓

注：表中内蒙古能源集团有限公司、湖北能源集团股份有限公司、江西赣能股份有限公司平均上网电价数据为其火电机组上网电价；深圳能源集团股份有限公司和福建福能股份有限公司平均上网电价为煤电机组上网电价；龙源电力集团股份有限公司、福建华电福瑞能源发展有限公司和中国三峡新能源(集团)股份有限公司电价为风电项目平均上网电价；新疆新能源(集团)有限责任公司、吉林电力股份有限公司平均上网电价为光伏项目平均上网电价；加\*为不含税上网电价；核电上网电价为各公司下属电站最低至最高核定计划电量上网电价，近年来随着核电参与市场化交易电量提升，实际上网电价与核定电价存在差异。“--”为持平或无法判断。

资料来源：公开资料，中诚信国际整理

新能源补贴方面，虽然从2022年开始风电和太阳能发电已进入全面平价上网时代，但对于存量补贴项目而言，仍存在较大补贴资金缺口，新能源企业补贴款到位滞后问题仍然严峻。2022

年3月24日，国家发改委、能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数，打击骗补行为。2022年10月，信用中国网站发布《关于公示第一批可再生能源发电补贴核查确定的合规项目清单的公告》，公布了第一批经核查确认合规的项目，对项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金和环保等六个方面确认的合规项目分批予以公示，随着补贴核查的逐步开展，部分不符合要求的补贴款将被追回，补贴发放的规范性和及时性将逐渐加强。此外，2022年8月，根据国家发展改革委、财政部、国务院国资委复函要求，国家电网和南方电网分别成立了北京和广州可再生能源发展结算服务有限公司，开展可再生能源补贴资金的统计和管理，以及缺口部分的专项融资和还本付息等工作。未来随着上述政策措施的施行，补贴资金缺口问题或将逐步解决，新能源企业的经营状况有望改善。补贴款发放方面，2022年除根据财政部预算拨付的可再生能源电价附加补助资金外，2022年初国家财政第一次向中央发电企业拨付可再生能源补贴500亿元，2022年5月11日，国务院常务会议提出为确保能源供应，在前期支持基础上，再向中央发电企业拨付500亿元可再生能源补贴，通过国有资本经营预算注资100亿元。上述大规模一次性可再生能源补贴的发放，有助于降低相关中央发电企业应收新能源补贴款规模，提升新能源项目的投资意愿。

对于新能源平价项目而言，从目前来看，海上风电项目仍具有技术迭代快、前期投资额大、后期维护费高、依赖规模效应等特点，经济效益有待提高，存在一定财政补贴需求，因此国内东部沿海部分地区如广东、浙江、山东和上海已陆续出台相关补贴政策以扶持其发展。除上述地区外，江苏、福建及辽宁等沿海省份的相关补贴政策尚未出台，考虑到部分地区较强的财政实力、成熟的上下游产业配套以及可观的存续机组规模，中诚信国际认为包括江苏、福建等在内的部分地区具备较强的动机及实力推行电价补贴政策以支持海上风电产业的发展。

**表2：部分地区海上风电支持政策**

地区	时间	政策	内容
广东	2021/6/1	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	自2022年起，广东省财政对省管海域未能享受国家补贴的项目进行投资补贴，推动项目开发由补贴向平价平稳过渡。其中，补贴范围为2018年底前已完成核准、在2022年至2024年全容量并网的省管海域项目，对2025年起并网的项目不再补贴；补贴标准为2022年、2023年、2024年全容量并网项目每千瓦分别补贴1,500元、1,000元和500元。
浙江	2021/11/29	《关于促进浙江省新能源高质量发展的实施意见（修改稿）》	将按照“逐步退坡、鼓励先进”的原则逐年制定海上风电上网电价，实施财政、金融等支持，支持省管海域海上风电项目逐步实现平价上网。2022~2025年通过竞争性配置确定需要扶持的项目，分年度装机总容量分别不超过50万千瓦、100万千瓦、150万千瓦和100万千瓦。
山东	2022/3/31	《2022年“稳中求进”高质量发展政策清单（第二批）》	对2022~2024年建成并网的“十四五”海上风电项目，分别按照每千瓦800元、500元、300元的标准给予财政补贴，补贴规模分别不超过200万千瓦、340万千瓦、160万千瓦。2023年年底前建成并网的海上风电项目，免于配建或租赁储能设施。对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的配套送出工程，允许发电企业投资建设，由电网企业依法依规回购。
上海	2022/11/18	《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法》	对企业投资的深远海海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于50公里近海海上风电项目，根据项目建设规模给予投资奖励，分5年拨付，每年拨付20%。对场址中心离岸距离小于50公里近海海上风电项目，不再奖励。本办法适用于上海市2022~2026年投产发电的可再生能源项目，自2022年12月15日起实施，有效期至2026年12月31日。

资料来源：公开政策资料，中诚信国际整理

碳排放权交易及绿电市场等方面，“双碳”政策提出了降低碳排放强度的目标，2021年7月16日，全国碳交易市场正式开放，上海环境能源交易所披露的全国碳交易市场每日成交数据显示，截至2022年11月24日交易结束，全国碳市场碳排放配额累计成交量突破2亿吨，成交额88.36亿元，全国碳市场发展较快。2022年11月3日，生态环境部发布《2021、2022年

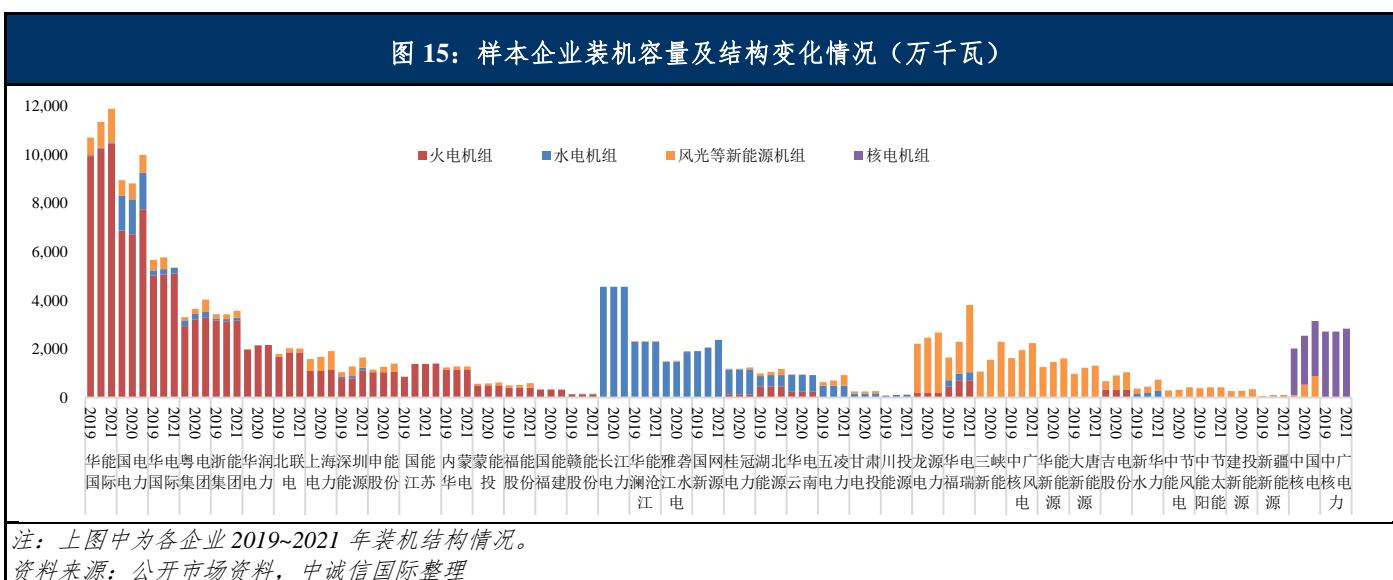
度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（征求意见稿）》，提出继续实行配额免费分配，采用以碳排放强度控制为基础的配额分配机制，按不同机组类别设定相应的碳排放基准值，并对配额分配的年度划分、修正系数、基准值、操作方式等方面做出了优化。上述方案对火电机组减排标准要求有所提高，或将倒逼火电企业增加节能改造投入，大容量、高能效、低排放机组占比高的火电企业具有碳减排优势。同时，上述方案对负荷（出力）系数修正系数适用范围从单一常规煤电扩容至含热电联产机组，对热电联产机组低负荷运行时的配额补偿，体现了对保民生及火电调峰的鼓励态度，扩大了灵活性改造需求范围。绿电市场方面，2022年11月16日，国家发改委、国家统计局和国家能源局三部委发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，提出有序推进新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量控制，可再生能源绿色电力证书是可再生能源电力消费的凭证，绿证核发范围覆盖所有可再生能源发电项目，建立全国统一的绿证体系。该政策的出台将推动市场及地方政府在用能结构中更大比例开发和使用可再生能源以满足国家对能源消费的考核目标，并对绿电交易市场扩容具有重要推动作用。

中诚信国际认为，“1439号文”的落地实施使得火电企业上网电价涨幅普遍增至上限，并带动全国市场化交易电量持续提升，亦推动了其他电源电价的市场化进程，加速了由市场决定电价机制的实现。2022年新能源全面平价时代到来，但国家新能源补贴压力尤在，未来随着一系列补贴相关政策的实施以及碳排放和绿证等交易市场的成熟，国家新能源补贴压力或将有所缓解。

### 三、 行业财务表现

## 样本企业概述

中诚信国际选取了 40 家以电力生产为主营业务的典型企业<sup>2</sup>作为样本企业进行分析，包括 16 家以火电为主的企业、10 家以水电为主的企业、12 家以风电或太阳能发电为主的企业及 2 家以核电为主的企业（以下简称“样本企业”）。



<sup>2</sup> 详见附表一。

**2022** 年以来电力生产企业债务规模在加速推进清洁能源项目的建设及并购的影响下虽有所上升，但依托于良好的资源获取、融资及获现能力，预计 **2023** 年财务风险整体可控；但不同电源企业财务状况仍有所分化，其中火电企业盈利虽有所修复，但仍需持续关注未来燃料价格走势及政策变化情况；风电及太阳能发电企业在政策扶持下盈利及偿债指标整体持续优化，未来仍具较大提升空间

从样本企业财务表现来看，**2021** 年其平均盈利及经营获现水平在火电样本企业普遍亏损的拖累下同比有所降低。**2022** 年以来随着行业整体装机规模的提升、上网电价市场化改革的推进以及促消纳政策的实施，样本企业整体盈利及经营获现水平有所回升。近年来样本企业装机规模的扩大带动平均债务规模持续增长，**2022** 年以来，盈利及留存收益水平的提升以及债务压降措施的实施使得样本企业整体偿债能力及财务杠杆水平有所优化。细分来看，不同电源类型企业财务状况分化情况较为明显，其中：

**火电方面**，**2021** 年第三季度以来，煤炭及燃气等燃料价格持续快速上升并维持高位运行导致火电企业运营承压，**2021** 年样本火电企业整体呈亏损状态，获现能力亦有所下降。**2022** 年以来，“1439 号文”的落地实施一定程度缓解了火电企业运营压力，前三季度样本企业盈利和获现能力均较上年全年有所回升。但目前一次能源价格仍处高位，且样本火电企业中大部分仍需承担区域保供及调峰责任，加之上网电价已达到政策规定的上限，未来是否存在进一步上调的可能尚需等待新的政策出台，因此火电企业仍面临一定的亏损压力。偿债能力方面，**2021** 年以来，随着环保政策的逐步落实，主要火电样本企业持续推进清洁能源机组建设和收购以及对现有火电机组进行改造和替换，叠加亏损导致留存收益减少，共同推动 **2021** 年末火电企业平均财务杠杆上升。**2022** 年前三季度，随着债务压降等措施的实施以及新投产机组产能的逐步释放，火电企业财务杠杆整体有所下降，良好的获现能力可对企业债务本息的偿付形成支撑，偿债压力仍可控。短期内，冬季用电及供热需求以及疫情防控政策放宽后社会经济活动的复苏等因素对燃料端的需求仍将有所支撑，与此同时国家针对煤炭的增产保供措施及价格管控政策亦在同步施行，综合来看燃料价格或将继续处于高位震荡态势，火电企业经营仍将承压，但随着燃料价格在国家调控下逐步回归合理区间，预计 **2023** 年火电企业的盈利及获现能力有望得到改善。

**水电方面**，**2021** 年以来，受国内各流域来水情况差异及机组构成影响，样本水电企业各项指标有所分化，平均经营活动净现金流规模小幅减少，但受益于促消纳政策实施及电价上升等因素，水电企业整体盈利和偿债能力保持上升态势。**2022** 年前三季度，装机规模增长以及电价和用电需求的上升使得水电企业平均获现水平较上年同期有所上升。考虑到目前大部分水电站水位偏低，预计 **2023** 年水电企业整体财务表现的持续上升仍面临一定压力。**核电方面**，**2022** 年以来核电项目核准加速虽然加大了核电企业的投资压力，但其凭借极强的盈利及获现能力，整体财务风险可控。

**风电及太阳能发电方面**，**2021** 年以来装机规模快速增长，风电及太阳能发电企业净利润及经营活动净现金流规模均整体持续提升，偿债能力亦有所增强。未来在“双碳”目标、风光大基地和外送通道建设以及促消纳政策的推动下，我国风电及太阳能装机规模仍将呈快速增长态势，同时利用水平也有望保持较好水平，风电及太阳能发电企业的财务表现有望持续优化。此外，考虑到补贴到位的滞后情况，仍需关注投资激进，且债务压力较大民营风电及太阳能

发电企业的债务接续情况。

图 16：近年来样本企业盈利能力变化情况



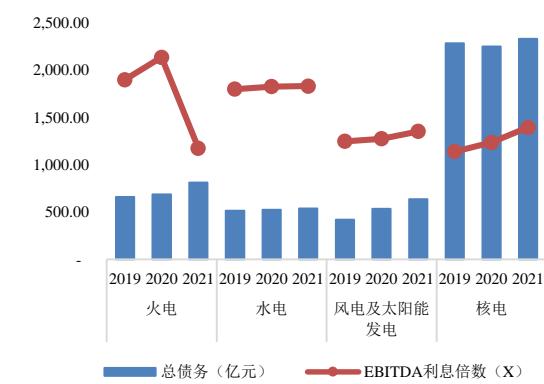
资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 17：近年来样本企业经营活动净现金流情况（亿元）



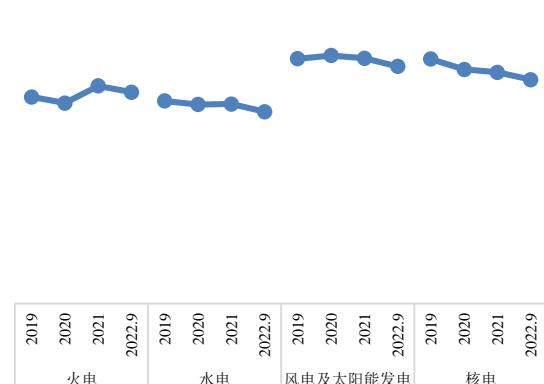
资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 18：近年来样本企业债务及偿债能力变化情况



资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 19：近年来样本企业资产负债率变化情况（%）



资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

注：图中各类电源企业财务表现数据系样本企业平均值；蒙能投及五凌电力未披露 2022 年三季报，在计算样本企业 2022 年三季度平均情况时，数据未包含上述公司。

总体来看，2022 年以来电力生产企业债务规模在加速推进清洁能源项目的建设及并购的影响下虽有所上升，但依托于良好的资源获取、融资及获现能力，预计 2023 年财务风险整体可控。但不同电源企业财务状况有所分化，其中火电企业盈利虽有所修复，但经营在高燃料成本压力下仍将持续承压，仍需持续关注未来燃料价格走势及政策变化情况；风电及太阳能发电企业在政策扶持下盈利及偿债指标整体将持续优化；水电及核电企业经营相对稳定，未来长足发展较有保障。此外，仍需关注投资激进，且债务压力较大民营电力企业债务接续情况。

## 结论

2022 年以来，受疫情反复、投资及消费低迷等因素影响，我国全社会用电量增速有所放缓，考虑到疫情防控政策放宽、稳增长政策效果的逐步显现、全球变暖引起的极端天气频繁出现和 2022 年低基数等因素，未来短期内我国用电量增速或将有所提升；但中长期来看，国内外经济较大的下行压力等因素或将影响我国用电量增速继续保持较低水平。2022 年以来国内非化石能源装机保持快速增长，煤电托底作用显现使得火电投资加速回暖，未来在“双碳”目

标下，国内非化石能源装机增速仍将保持较快水平。2022年以来全国电力供需矛盾不断凸显，水电来水偏枯、风光出力波动、输电线路和储能及调峰电源的建设滞后等因素仍制约电力供给对需求增长的覆盖，同时叠加防疫政策放宽和煤价高位运行，预计未来一段时间我国电力供需矛盾仍将存在，且未来全国发电设备利用效率的增长存在较多不确定性。电力生产行业各细分领域信用状况呈分化态势，其中，火电方面，2022年以来在火电机组出力增加及燃煤电价改革政策实施背景下，火电企业经营及盈利有所修复，未来一段时间总体信用质量较“负面”状态有所改善，但在燃煤价格仍处高位及清洁能源挤占下，火电企业后续盈利及信用水平的变化情况有待进一步关注。风电和太阳能发电方面，依托良好的政策背景行业发展潜力较大，随着风电及太阳能发电装机规模的大幅提升，行业内企业经营及盈利状况有望实现快速增长，未来一段时间行业总体信用质量较“稳定”状态有所提升。水电和核电行业装机规模稳步增长，相关企业经营仍较为稳健。总体来看，电力生产企业持续加速推进清洁能源项目的建设及并购，推动装机容量及债务规模持续增长，电源结构不断优化，行业内企业依托于良好的资源获取和融资能力，整体风险可控，预计未来12~18个月内电力生产行业总体信用质量不会发生重大变化。

## 附表一：截至2021年末样本企业情况

企业名称	发电业务占营业收入比重	控股装机容量(万千瓦)	装机结构	在建电力项目
火电				
华能国际电力股份有限公司	99.84%*	11,869.50	火电、水电和风光装机占比分别为 88.02%、0.31% 和 11.67%	截至 2021 年末，公司主要在建项目装机容量共计约 435.42 万千瓦，其中海上风电项目 235.42 万千瓦，燃煤机组 200 万千瓦
国电电力发展股份有限公司	94.48%	9,980.85	火电、水电和风光装机占比分别为 77.55%、15.00% 和 7.45%	截至 2021 年末，公司重要在建电源项目装机容量共计约 686 万千瓦，其中水电 286 万千瓦，煤电 400 万千瓦；已完成核准或备案的风电竞装机 47 万千瓦，光伏发电装机 609.19 万千瓦
华电国际电力股份有限公司	80.10%	5,335.56	火电、水电和光伏装机占比分别为 95.49%、4.50% 和 0.01%	截至 2022 年 6 月末，公司主要在建项目装机容量共计 550.11 万千瓦，其中包括燃煤发电机组 449.00 万千瓦和燃气发电机组 101.11 万千瓦
广东省能源集团有限公司	91.39%*	4,024.92	火电、水电和风光装机占比分别为 81.49%、5.85% 和 12.66%	截至 2022 年 3 月末，公司在建项目装机容量共计 1,332 万千瓦，其中燃气机组 854 万千瓦、抽水蓄能 260 万千瓦、光伏 260 万千瓦、海上风电 260 万千瓦
浙江省能源集团有限公司	43.05%	3,569.12	火电、水电和风光装机占比分别为 88.65%、3.32% 和 8.03%	截至 2021 年末，公司在建电力项目均为海上风电项目，装机容量为 30 万千瓦
华润电力投资有限公司	64.10%	2,155.38	全部为火电	截至 2022 年 3 月末，公司在建电力主要为煤电、气电项目，装机规模为 364.42 万千瓦
北方联合电力有限责任公司	76.78%	2,020.80	火电和风光装机占比分别为 91.80% 和 8.20%	截至 2022 年 3 月末，公司主要在建项目装机容量共计 260 万千瓦，其中火电项目 100 万千瓦和风电基地项目 160 万千瓦
上海电力股份有限公司	85.52%	1,905.31	火电和风光装机占比分别为 59.80% 和 40.20%	截至 2021 年末，公司主要在建项目装机容量共计约 439.35 万千瓦，其中燃煤项目 132.00 万千瓦、燃气项目 90.80 万千瓦、风电项目 180.10 万千瓦、光伏项目 36.45 万千瓦
深圳能源集团股份有限公司	63.15%	1,650.02	火电、水电和风光装机占比分别为 67.87%、6.13% 和 26.00%	截至 2021 年末，公司在建电力项目装机容量共计 175.51 万千瓦，其中燃气、风电和垃圾发电装机容量分别为 132.00 万千瓦、14.31 万千瓦和 29.20 万千瓦；2021 年公司获得核准装机容量共计 361.48 万千瓦，其中燃气、风电、光伏和垃圾发电装机容量分别为 200.00 万千瓦、55.28 万千瓦、75.90 万千瓦和 30.30 万千瓦
申能股份有限公司	62.38%	1,392.44	火电和风光装机占比分别为 75.52% 和 24.48%	截至 2021 年末，公司主要在建电力项目为安徽平山电厂二期 135 万千瓦燃煤机组；2022 年，公司已取得申能海南 CZ2 海上风电示范项目的核准批复，总装机容量约 120 万千瓦
国家能源集团江苏电力有限公司	90.84%	1,382.00	全部为火电	截至 2022 年 3 月末，公司主要在建电力项目装机容量共计 134.88 万千瓦，其中燃煤机组 132 万千瓦，光伏 2.88 万千瓦
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	86.44%	1,284.62	火电和风光装机占比分别为 88.74% 和 11.26%	2021 年，公司完成火电灵活性改造获配新能源项目合计装机容量为 85 万千瓦，正在办理相关手续
内蒙古能源集团有限公司	91.34%*	621.68	火电和风光装机占比分别为 81.07% 和 18.93%	截至 2021 年末，公司在建项目装机容量共计 649 万千瓦，其中火电 604 万千瓦、风电 40 万千瓦、光伏 5 万千瓦
福建福能股份有限公司	78.60%	599.33	火电和风光装机占比分别为 69.15% 和 30.85%	截至 2021 年末，公司在建项目装机容量共计 54.30 万千瓦，其中热电扩建工程 4.50 万千瓦，海上风电 49.80 万千瓦
国家能源集团福建能源有限责任公司	80.57%	315.80	火电和水电装机占比分别为 99.43% 和 0.57%	截至 2021 年末，公司无大型在建工程，主要拟建项目为福州江阴电厂二期 2×66 万千瓦双抽供热机组和宁德上白石水利工程项目（17 万千瓦）正在开展前期工作，预计总投资金额为 80.85 亿元
江西赣能股份有限公司	92.74%	157.84	火电、水电和光伏装机占比分别为 88.70%、6.34% 和 4.97%	截至 2022 年 3 月末，公司主要在建项目为火电项目，装机容量为 200 万千瓦

## 水电

中国长江电力股份有限公司	87.61%*	4,559.50	全部为水电	截至 2022 年 6 月末，公司无重大在建工程；公司正在推进收购三峡金沙江云川水电开发有限公司所持乌东德水电站及白鹤滩水电站资产。截至目前，乌东德水电站核定装机容量 1,020 万千瓦，已全部投产；白鹤滩水电站核定装机容量 1,600 万千瓦，目前部分机组已投产，预计 2022 年年内全部机组投产。
国网新源控股有限公司	99.83%	2,372	全部为水电机组（抽水蓄能）	截至 2022 年 3 月末，公司在建、拟建项目全部为抽水蓄能电站，装机容量共计 6,013 万千瓦
华能澜沧江水电股份有限公司	99.86%	2,318.38	水电和风光装机占比分别为 98.99% 和 1.01%	截至 2021 年末，公司主要在建项目为托巴水电站项目，装机规模 140.00 万千瓦
雅砻江流域水电开发有限公司	99.84%	1,914	水电和光伏装机占比分别为 97.70% 和 2.30%	截至 2022 年 3 月末，公司主要在建项目均为水电项目，包含两河口 6×50 万千瓦、杨房沟 4×37.5 万千瓦、卡拉 4×25.5 万千瓦和孟底沟 4×60 万千瓦，共计 792 万千瓦
广西桂冠电力股份有限公司	98.49%	1,237.36	水电、火电和风电装机占比分别为 82.66%、10.75% 和 6.59%	截至 2022 年 3 月末，公司在建项目主要为风电和光伏项目，装机容量共计 41 万千瓦，公司另有 2 个风机换型改造项目及 1 个水轮机技术改造项目
湖北能源集团股份有限公司	60.28%	1,168.86	水电、火电和风光装机占比分别为 39.84%、39.61% 和 20.54%	截至 2022 年 3 月末，公司在建及拟建电力项目装机容量共计 324.32 万千瓦，其中火电 300 万千瓦，水电 24.32 万千瓦（辽宁营口燃机 2×50 万千瓦项目因部分前期工作进展缓慢影响，暂时无法推进；淋溪河水电 18.52 万千瓦项目尚未核准）
华电云南发电有限公司	99.34%	922.79	水电和火电装机占比分别为 73.99% 和 26.01%	截至 2022 年 3 月末，公司主要在建项目为以礼河四级复建工程；公司拟建项目主要为金沙江中游“上四级电站”中的龙盘水电站、两家入水电站和怒江中下游两库十三级水电站，总装机规模约为 2,852 万千瓦
五凌电力有限公司	98.66%	920.48	水电和风光装机占比分别为 52.59% 和 47.41%	截至 2021 年末，公司主要在建项目装机容量共计 202.65 万千瓦，其中水电 50 万千瓦，风电及光伏 152.65 万千瓦；拟建项目装机容量共计 119.33 万千瓦，全部为风电或光伏项目
甘肃电投能源发展股份有限公司	98.96%	263.97	水电和风光装机占比分别为 64.41% 和 35.59%	截至 2022 年 3 月末，公司主要在建项目装机容量共计 90 万千瓦，全部为光伏或风电项目
四川川投能源股份有限公司	74.35%	120.69	全部为水电	截至 2021 年末，公司控股在建项目为金沙江银江水电站，装机容量为 39 万千瓦；公司参股在建水电项目为两河口水电站、杨房沟水电站和卡拉水电站，装机容量共计 552 万千瓦

## 风电及太阳能发电

龙源电力集团股份有限公司	75.07%	2,669.90	风电、火电和其他可再生能源发电项目装机占比分别为 88.65%、7.02% 和 4.33%	截至 2021 年末，公司在建项目装机容量共计 194.35 万千瓦，主要为海上及陆上风电项目
福建华电福瑞能源发展有限公司	98.93%	3,798.63	新能源、水电和火电装机占比分别为 72.69%、8.44% 和 18.87%	截至 2022 年 3 月末，公司拥有控股在建电力装机容量 370.06 万千瓦，其中抽水蓄能项目 120.00 万千瓦、海上风电 50.06 万千瓦、煤电 200 万千瓦；拟建海上风电项目 80 万千瓦
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	97.90%	2,289.63	风电、光伏和水电装机占比分别为 62.32%、36.74%、0.94%	截至 2021 年末，公司在建项目装机容量共计约 458 万千瓦，其中海上风电约 338 万千瓦、陆上风电约 90 万千瓦、光伏约 30 万千瓦
中广核风电有限公司	98.53%	2,245.03	风电和光伏装机占比分别为 74.29% 和 25.71%	截至 2022 年 3 月末，公司在建项目装机容量共计 181.33 万千瓦，其中陆上风电和光伏分别为 84.33 万千瓦和 97.00 万千瓦；拟建项目装机容量共计 276.00 万千瓦，全部为陆上风电项目
华能新能源股份有限公司	99.83%	1,607.46	风电、光伏装机占比分别为 89.80% 和 10.20%	截至 2021 年末，公司在建项目装机容量共计 55 万千瓦，全部为风电项目
中国大唐集团新能源股份有限公司	99.51%*	1,307.80	风电、光伏及瓦斯装机占比分别为 91.74% 和 8.26%	截至 2021 年末，公司在建项目装机容量共计 178.76 万千瓦，其中风电 101.26 万千瓦、光伏 77.50 万千瓦
吉林电力股份有限公司	72.72%	1,044.57	光伏、风电和火电装机占比分别为 41.15%、27.25% 和 31.59%	截至 2021 年末，公司主要在建项目装机容量共计 74.95 万千瓦，其中风电 44.95 万千瓦，光伏 30 万千瓦
新华水力发电有限公司	82.89%	743.84	光伏、风电和水电装机占比分别为 56.00%、5.59% 和 38.41%	截至 2022 年 3 月末，公司在建发电项目装机规模共计 118.50 万千瓦，全部为水电项目，其中 100 万千瓦为抽水蓄能电站

中节能风力发电股份有限公司	99.53%	429.42	全部为风电	截至 2021 年末，公司主要在建项目装机容量共计 133.05 万千瓦，全部为风电项目
中节能太阳能股份有限公司	63.42%	426.67	全部为光伏	截至 2021 年末，公司主要在建项目装机容量共计 80 万千瓦，全部为光伏项目
河北建投新能源有限公司	96.04%	350.88	风电、光伏装机占比分别为 99.69% 和 0.31%	截至 2022 年 3 月末，公司主要在建项目为风电制氢项目，拟建项目装机容量共计 86.34 万千瓦，其中风电项目 64 万千瓦，光伏项目 22.34 万千瓦；公司控股及合营项目累计取得国家风电、光伏核准计划容量为 457.69 万千瓦，累计核准未开工项目容量 86.34
新疆新能源(集团)有限责任公司	62.66%	110.15	光伏、风电装机占比分别为 48.12% 和 51.88%	截至 2022 年 3 月末，公司在建发电项目装机规模共计 34.60 万千瓦，其中风电 17.25 万千瓦，光伏 17.35 万千瓦
<b>核电</b>				
中国核能电力股份有限公司	98.13%	3,142.23	核电、风电和光伏装机占比分别为 71.76%、8.38% 和 19.85%	截至 2021 年末，公司在建核电机组 878.80 万千瓦，风电光伏项目装机容量 192.18 万千瓦，共计 1,070.98 万千瓦
中国广核电力股份有限公司	72.77%	2,826.10	核电占比为 100%	截至 2021 年末，公司在建项目全部为核电项目，装机容量共计 347.90 万千瓦，其中红沿河核电站二期 6 号机组（111.90 万千瓦）未被纳入公司合并报表范围

注：火电机组包含垃圾发电和生物质发电机组；华能国际电力股份有限公司、广东省能源集团有限公司、内蒙古能源发电投资集团有限公司和中国大唐集团新能源股份有限公司电力业务收入占比包含热力业务；中国长江电力股份有限公司收入占比不包含境外业务收入。

## 附表二：样本企业盈利及获现能力数据及指标

企业名称	营业毛利率 (%)				净利润(亿元)				经营活动净现金流(亿元)			
	2019	2020	2021	2022.9	2019	2020	2021	2022.9	2019	2020	2021	2022.9
火电												
华能国际电力股份有限公司	14.59	17.44	-0.33	2.53	23.78	57.04	-126.73	-54.86	373.24	420.50	60.33	255.83
国电电力发展股份有限公司	17.51	20.79	7.25	13.22	49.19	77.07	-34.18	104.27	337.22	365.22	241.80	390.93
华电国际电力股份有限公司	14.06	16.16	-6.16	2.34	44.39	57.77	-67.54	20.95	213.77	252.48	-63.51	94.26
广东省能源集团有限公司	20.83	22.32	-1.31	4.56	38.54	43.91	-38.32	-9.79	120.23	103.35	-32.25	59.64
浙江省能源集团有限公司	11.81	15.37	4.54	6.56	73.33	89.84	29.21	41.05	162.41	131.95	53.70	71.12
华润电力投资有限公司	20.81	20.88	-0.48	3.89	31.55	42.22	-29.72	-5.47	92.00	75.84	-70.38	52.19
北方联合电力有限责任公司	14.94	11.31	8.73	17.09	-1.38	-21.50	3.16	25.51	55.07	57.85	54.53	83.84
上海电力股份有限公司	24.65	27.18	15.05	18.84	20.18	19.11	-16.81	12.55	59.30	72.73	15.57	82.67
深圳能源集团股份有限公司	31.08	28.83	19.46	17.62	18.29	42.67	21.10	20.41	52.00	61.92	43.07	59.01
申能股份有限公司	8.38	19.49	11.37	12.83	28.26	30.40	17.76	12.34	50.51	48.45	32.00	43.83
国家能源集团江苏电力有限公司	12.21	17.45	2.70	8.48	11.00	17.92	-1.35	12.65	29.04	42.94	33.77	50.07
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	18.98	14.56	9.99	17.57	11.94	7.00	1.18	19.31	38.82	39.13	30.94	44.06
内蒙古能源集团有限公司	17.48	16.80	6.78	--	0.29	0.26	-14.09	--	23.25	16.84	24.37	--
福建福能股份有限公司	20.85	23.89	17.13	22.41	13.20	15.96	15.25	19.06	27.10	22.62	23.13	10.72
国家能源集团福建能源有限责任公司	13.82	19.32	1.22	5.40	4.94	8.18	-1.03	0.44	16.39	10.40	1.73	16.46
江西赣能股份有限公司	17.67	20.78	-2.15	10.33	2.43	3.16	-2.48	1.60	3.49	5.08	2.44	1.89
水电												
中国长江电力股份有限公司	62.51	63.40	62.06	61.02	215.67	265.06	264.85	192.19	364.64	410.37	357.32	239.70
国网新源控股有限公司	28.67	32.69	31.46	22.03	17.35	16.82	24.76	8.19	54.52	52.55	55.54	76.34
华能澜沧江水电股份有限公司	56.08	53.17	54.63	60.47	59.37	52.83	62.81	63.44	161.64	146.23	164.94	134.34
雅砻江流域水电开发有限公司	65.99	65.37	61.05	65.14	60.13	62.36	63.17	61.76	127.77	134.52	130.49	115.84
广西桂冠电力股份有限公司	49.16	48.96	37.77	59.18	23.99	24.95	15.95	36.77	54.19	55.72	40.56	59.79
湖北能源集团股份有限公司	20.37	27.47	16.60	15.91	18.00	27.59	24.05	19.32	33.00	53.84	32.00	55.98
华电云南发电有限公司	27.03	21.10	23.38	33.63	-6.25	-18.50	3.97	7.46	40.23	39.06	40.71	40.70
五凌电力有限公司	52.60	52.88	49.22	--	10.61	15.28	13.28	--	35.23	49.25	54.21	--
甘肃电投能源发展股份有限公司	46.04	45.85	36.13	43.32	4.85	5.17	3.17	4.11	15.31	16.13	13.21	8.94
四川川投能源股份有限公司	50.39	46.52	41.91	37.40	29.88	32.10	31.36	29.52	4.30	3.96	5.47	3.95
风电及太阳能发电												
龙源电力集团股份有限公司	35.87	37.22	34.87	35.50	53.67	57.48	72.63	63.18	125.09	122.73	167.55	189.77
福建华电福瑞能源发展有限公司	36.36	34.40	26.13	30.38	34.19	34.19	55.12	77.57	80.18	85.15	83.59	255.87
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	56.74	57.69	58.41	61.37	30.51	39.41	60.86	69.85	61.22	89.76	88.18	95.81
中广核风电有限公司	53.29	54.24	52.75	51.19	26.67	35.66	42.57	42.67	69.88	80.07	122.35	88.25
华能新能源股份有限公司	54.80	54.80	55.80	53.86	31.94	41.35	59.39	43.00	86.97	77.88	86.46	182.82
中国大唐集团新能源股份有限公司	47.72	49.27	49.45	49.35	11.44	15.53	20.86	25.96	53.75	54.90	60.02	108.97
吉林电力股份有限公司	22.56	22.76	21.29	25.94	4.02	7.99	7.85	11.90	26.31	33.37	34.37	57.94
新华水力发电有限公司	47.67	53.97	55.28	57.85	0.50	0.75	-13.70	9.29	13.02	15.96	22.94	30.00
中节能风力发电股份有限公司	52.40	52.09	55.21	59.77	6.48	6.65	8.04	14.02	15.74	13.97	21.02	24.03

中节能太阳能股份有限公司	48.10	48.42	41.67	40.39	9.05	10.19	11.65	11.76	18.24	21.20	20.49	13.09
河北建投新能源有限公司	56.15	53.97	55.13	52.70	7.75	7.41	10.03	6.97	19.54	18.40	20.03	14.97
新疆新能源(集团)有限责任公司	47.94	50.86	46.62	44.77	0.36	0.43	0.60	1.47	1.34	1.67	3.41	4.71

## 核电

中国核能电力股份有限公司	41.85	44.79	44.19	50.08	84.07	109.47	140.55	145.08	260.69	311.28	356.08	339.05
中国广核电力股份有限公司	41.73	37.07	33.20	37.31	147.85	148.76	156.84	130.97	305.99	301.55	349.11	243.29

注：内蒙古能源集团有限公司及五凌电力有限公司未披露2022年三季报。

### 附表三：样本企业资本结构及偿债能力

企业名称	EBITDA 利息倍数 (X)			资产负债率 (%)				总债务 (亿元)		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2022.9	2019	2020	2021
<b>火电</b>										
华能国际电力股份有限公司	3.20	3.87	1.60	71.64	67.71	74.72	75.36	2,509.35	2,430.66	3,006.17
国电电力发展股份有限公司	3.57	4.03	2.71	68.03	66.83	72.06	71.65	2,203.96	2,118.86	2,419.36
华电国际电力股份有限公司	3.65	3.91	1.19	65.61	60.37	66.39	66.36	1,351.11	1,376.61	1,437.17
广东省能源集团有限公司	5.47	5.79	1.89	50.65	52.10	62.57	66.22	587.29	617.96	972.18
浙江省能源集团有限公司	6.46	5.08	3.89	49.50	52.13	54.43	54.11	941.07	1,151.36	1,308.20
华润电力投资有限公司	5.91	7.84	1.62	55.91	51.89	59.67	54.02	343.69	336.72	398.34
北方联合电力有限责任公司	2.95	2.22	3.62	80.13	77.80	78.42	73.77	493.82	496.32	517.01
上海电力股份有限公司	3.18	3.07	1.91	72.92	73.11	75.87	75.03	702.71	850.12	1,022.95
深圳能源集团股份有限公司	3.31	4.12	3.35	65.06	63.31	62.29	62.31	485.61	566.26	623.87
申能股份有限公司	8.46	6.69	4.43	44.27	48.97	57.01	56.22	233.32	293.87	425.40
国家能源集团江苏电力有限公司	10.29	11.82	7.24	43.46	37.28	46.56	43.01	62.09	87.98	106.67
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	4.99	4.95	5.28	60.76	57.60	53.82	49.44	217.02	192.31	172.22
内蒙古能源集团有限公司	2.23	2.35	2.73	78.79	78.79	80.30	--	254.81	294.88	320.40
福建福能股份有限公司	5.84	6.22	5.02	47.89	46.55	50.97	51.26	116.40	120.81	191.06
国家能源集团福建能源有限责任公司	9.04	16.03	5.31	51.77	42.12	44.27	48.74	36.37	20.43	23.45
江西赣能股份有限公司	6.45	7.67	0.81	34.76	36.97	52.28	55.35	22.73	25.90	43.89
<b>水电</b>										
中国长江电力股份有限公司	8.44	9.53	10.14	49.40	46.10	42.08	40.95	1,222.21	1,282.05	1,171.83
国网新源控股有限公司	2.34	2.15	2.34	67.79	63.82	66.98	68.55	630.94	698.66	864.97
华能澜沧江水电股份有限公司	3.53	3.82	4.44	66.11	61.42	58.78	57.07	1,000.42	910.83	874.40
雅砻江流域水电开发有限公司	3.36	3.57	4.01	65.36	65.15	64.51	62.76	903.01	942.43	943.06
广西桂冠电力股份有限公司	5.45	5.85	5.45	61.04	56.77	55.69	49.79	246.75	229.66	221.14
湖北能源集团股份有限公司	6.80	7.64	7.42	44.34	41.74	50.25	51.64	220.46	201.23	274.33
华电云南发电有限公司	1.71	1.32	2.37	67.69	68.49	68.50	66.98	441.19	420.89	425.03
五凌电力有限公司	3.72	3.54	3.09	66.20	75.03	73.88	--	276.92	364.60	381.14
甘肃电投能源发展股份有限公司	3.27	3.51	3.39	62.41	60.63	54.47	57.54	114.72	112.07	93.44
四川川投能源股份有限公司	11.73	10.15	8.61	26.16	28.00	33.38	36.67	91.45	100.88	146.63
<b>风电及太阳能发电</b>										
龙源电力集团股份有限公司	4.99	4.95	6.13	61.01	61.71	61.59	61.92	808.96	940.61	994.75
福建华电福瑞能源发展有限公司	3.42	3.61	4.24	67.50	80.01	70.74	69.42	817.59	1,179.38	1,515.82
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	4.51	4.20	3.96	58.33	67.60	64.73	65.95	484.84	713.34	1,037.48
中广核风电有限公司	3.62	3.91	3.44	70.94	66.28	60.04	62.29	640.37	949.81	1,017.25
华能新能源股份有限公司	4.47	4.91	5.65	65.11	64.63	67.88	68.73	552.54	603.87	736.57
中国大唐集团新能源股份有限公司	2.98	3.31	4.03	81.88	69.15	68.58	63.90	570.10	547.83	579.45
吉林电力股份有限公司	2.90	3.13	3.12	74.74	79.86	78.61	75.96	273.17	403.30	474.62
新华水力发电有限公司	1.34	1.50	0.96	82.14	78.94	85.55	80.75	365.28	437.32	586.68
中节能风力发电股份有限公司	3.70	2.99	2.93	65.61	68.07	71.12	68.01	135.31	195.00	239.48

中节能太阳能股份有限公司	3.35	3.43	3.74	64.04	63.82	62.51	53.27	207.39	222.77	220.20
河北建投新能源有限公司	4.52	4.68	4.93	69.46	70.04	68.43	67.65	136.71	149.61	152.42
新疆新能源(集团)有限责任公司	2.13	2.20	2.29	75.29	77.77	78.72	72.61	46.97	63.63	69.86

## 核电

中国核能电力股份有限公司	2.97	3.11	3.64	74.03	69.49	69.42	66.60	2,395.03	2,362.20	2,553.10
中国广核电力股份有限公司	3.41	3.81	4.17	65.13	63.86	62.27	60.91	2,171.72	2,132.11	2,104.93

注：由于未拆分应付票据数据，中诚信国际计算中国核能电力股份有限公司总债务时以其披露的应付票据及应付账款代替。

## 附表四：行业展望结论定义

行业展望	定义
正面	未来 12~18 个月行业总体信用质量将有明显提升、行业信用分布存在正面调整的可能性
稳定	未来 12~18 个月行业总体信用质量不会发生重大变化
负面	未来 12~18 个月行业总体信用质量将恶化、行业信用分布存在负面调整的可能性
正面减缓	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“正面”状态有所减缓，但仍高于“稳定”状态的水平
稳定提升	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“稳定”状态有所提升，但尚未达到“正面”状态的水平
稳定弱化	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“稳定”状态有所弱化，但仍高于“负面”状态的水平
负面改善	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“负面”状态有所改善，但尚未达到“稳定”状态的水平

中诚信国际信用评级有限公司和/或其被许可人版权所有。本文件包含的所有信息受法律保护，未经中诚信国际事先书面许可，任何人不得复制、拷贝、重构、转让、传播、转售或进一步扩散，或为上述目的存储本文件包含的信息。

本文件中包含的信息由中诚信国际从其认为可靠、准确的渠道获得，因为可能存在人为或机械错误及其他因素影响，上述信息以提供时现状为准。特别地，中诚信国际对于其准确性、及时性、完整性、针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的陈述或担保。在任何情况下，中诚信国际不对任何人或任何实体就 a) 中诚信国际或其董事、经理、雇员、代理人获取、收集、编辑、分析、翻译、交流、发表、提交上述信息过程中可以控制或不能控制的错误、意外事件或其他情形引起的、或与上述错误、意外事件或其他情形有关的部分或全部损失或损害，或 b) 即使中诚信国际事先被通知该等损失的可能性，任何由使用或不能使用上述信息引起的直接或间接损失承担任何责任。

本文件所包含信息组成部分中信用级别、财务报告分析观察，如有的话，应该而且只能解释为一种意见，而不能解释为事实陈述或购买、出售、持有任何证券的建议。中诚信国际对上述信用级别、意见或信息的准确性、及时性、完整性、针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的担保。信息中的评级及其他意见只能作为信息使用者投资决策时考虑的一个因素。相应地，投资者购买、持有、出售证券时应该对每一只证券、每一个发行人、保证人、信用支持人作出自己的研究和评估。

作者	部门	职称
盛 蕾	企业评级部	副总监
杨思艺	企业评级部	高级分析师
王琳博	企业评级部	高级分析师



中诚信国际信用评级有限责任公司  
地址：北京市东城区朝阳门内大街  
南竹竿胡同 2 号银河 soho5 号楼 3 层  
邮编：100020  
电话：(86010) 66428877  
传真：(86010) 66426100  
网址：<http://www.ccxi.com.cn>

CHINA CHENGXIN INTERNATIONAL CREDIT RATING  
CO.,LTD  
ADD: Building 5, Galaxy SOHO, No.2 Nanzhugan Lane,  
Chaoyangmennei Avenue, Dongcheng District, Beijing,  
100010  
TEL: (86010) 66428877  
FAX: (86010) 66426100  
SITE: <http://www.ccxi.com.cn>