

节能动态

(2022 年第 08 期)



中材节能国际投资有限公司

2022 年 8 月 30 日

目 录：

一、政策解读

1、工信部：对钢铁、石油化工、建材、有色金属冶炼等行业开展工业节能监察工作（光明网 2022-08-02）

二、行业动态

（一）、传统火力发电和余热发电

1、煤电企业仍大面积亏损！（电力知识课堂 2022-07-31 07:45 发表于福建）

（二）、光伏发电

1、浅谈计算分布式光伏项目中业主企业自用电比例的方法（2018-07-12 23:06）

2、如何预估自发自用类分布式光伏项目—自用比例（2017-09-01）

（三）、储能技术

1、新型储能技术特点分析：二氧化碳储能、储热技术、液态空气储能（储能 2022-08-10 20:41 发表于北京）

（四）、其他新能源等动态

1、市场规模或超千亿，虚拟电厂蓄势待发（浙达能源 北极星电力网 2022-08-02 12:20 发表于北京）

2、虚拟电厂：运营模式、经济性分析（储能 2022-08-09）

（五）、国外节能动态

1、赴伊拉克投资政治风险浅析（原创 国复咨询 走出去情报 2022-08-02 07:26 发表于北京）

2、“一带一路”看央企，一大批中国标准基础设施项目在海外加速落地！（国资小新 带路高参私享汇 2022-08-09）

3、后巴黎时代，“一带一路”能源投资如何转型？（原创 陈柯焱 能源新媒体 2022-08-09 14:02）

三、中国建材集团、中材节能动态

1、世界 500 强 | 中国建材集团继续稳坐全球建材企业榜首（中材国际 2022-08-03 17:24 发表于北京）

2、中国建材：创建一流国有资本投资公司（水泥网 APP 2022-08-10 19:07 发表于浙江）

四、竞争对手动态

1、中材建设签约阿尔及利亚水泥库项目（带路高参私享汇 2022-08-09 11:39 发表于北京）

五、其他信息

1、三峡与五大的距离有多大？（电力知识课堂 2022-08-31 07:45 发表于福建）

六、我们的投资机会及投资风险

七、封面：中国建材集团连续 12 年入选《财富》世界 500 强

一、政策解读

1、工信部：对钢铁、石化化工、建材、有色金属冶炼等行业开展工业节能监察工作（光明网 2022-08-02）

央视网消息：据工信部网站，工业和信息化部办公厅发布《关于开展2022年工业节能监察工作的通知》，对钢铁、石化化工、建材、有色金属冶炼等行业企业开展强制性单位产品能耗限额标准执行情况专项监察。在2021年工作基础上，对钢铁、焦化、铁合金、水泥（有熟料生产线）、电解铝以及炼油、乙烯、对二甲苯、现代煤化工（煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇）、合成氨、电石、烧碱、纯碱、磷铵、黄磷、平板玻璃、建筑和卫生陶瓷、有色金属（铜冶炼、铅冶炼、锌冶炼）行业企业开展全面节能监察。

工业和信息化部办公厅关于开展2022年工业节能监察工作的通知

为贯彻落实《中华人民共和国节约能源法》和《工业节能管理办法》，持续推进工业节能提效和绿色低碳发展，现就2022年工业节能监察工作有关事项通知如下：

一、深入开展国家专项工业节能监察

聚焦重点行业领域，抓好重点企业、重点用能设备的节能监管，发挥强制性节能标准约束作用，提高能源利用效率。

（一）重点行业能效专项监察。对钢铁、石化化工、建材、有色金属冶炼等行业企业开展强制性单位产品能耗限额标准执行情况专项监察。在2021年工作基础上，对钢铁、焦化、铁合金、水泥（有熟料生产线）、电解铝以及炼油、乙烯、对二甲苯、现代煤化工（煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇）、合成氨、电石、烧碱、纯碱、磷铵、黄磷、平板玻璃、建筑和卫生陶瓷、有色金属（铜冶炼、铅冶炼、锌冶炼）行业企业开展全面节能监察。

（二）重点领域能效专项监察。依据《关于加强绿色数据中心建设的指导意见》（工信部联节〔2019〕24号）和相关能效标准，对大型、超大型数据中心开展全面节能监察，核算电能利用效率（PUE）实测值，检查能源计量器具配备情况。结合近年数据中心专项节能监察情况，梳理建立本地区重点数据中心能效工作台账。

（三）重点用能设备能效提升专项监察。依据相关国家强制性能效标准，落实《电机能效提升计划（2021—2023年）》《变压器能效提升计划（2021—2023年）》，对电机、变压器、风机、空压机、泵等重点用能设备用户企业开展节能监察，核查设备台账，会同有关部门依法督促企业淘汰达不到强制性能效标准限值的低效设备。本专项监察结合其他专项监察开展，不单独申报任务。

（四）2021年违规企业整改落实情况专项监察。对2021年专项节能监察中发现的能耗超限额企业和其他违反节能法律法规的企业开展监察。对未按照要求整改或整改不到位的，会同有关部门依法依规处理。

二、持续做好日常工业节能监察

日常工业节能监察工作主要包括：2022年国家专项工业节能监察未覆盖行业企业执行强制性单位产品能耗限额标准、重点用能设备强制性能效标准等情况；重点用能企业能源管理体系建立、能源管理岗位设立和能源管理负责人履职等能源管理制度落实情况，能源计量、能源消费统计和能源利用状况报告制度执行情况；节能教育培训开展情况等。日常工业节能监察应及时公布结果，跟踪督促整改落实。

三、强化工业节能监察基础能力建设

(一) 完善工作体系。进一步强化省、市、县三级工业节能监察机构体系建设,构建目标统一、职责清晰、分工合理的监察体系,加强各级监察机构间的交流。加快健全跨部门联动工业节能监察工作机制,妥善做好工作衔接。创新工业节能监察工作模式,鼓励采用跨区域交叉执法、结对帮扶执法、省市县联动执法、引入第三方专业机构支撑协助等方式,确保工业节能监察工作取得实效。

(二) 加强能力建设。请各地区结合实际,在严格执行疫情防控要求基础上,有序开展工业节能监察培训,宣贯节能低碳法律法规、标准、规范等,提高基层专业能力。积极推广企业能耗在线监测、用能设备能效在线核对、节能监察结果在线填报、重点企业主要用能设备电子档案等模式,提升工业节能监察信息化水平。

(三) 强化结果应用。加强跟踪指导,对工业节能监察中发现的企业不合理用能行为、能源管理薄弱环节等提出改进建议。鼓励企业定期开展节能诊断、能效对标达标,加快实施能效提升改造。

四、工作要求

(一) 加强组织领导。请各地工业和信息化主管部门编制计划方案,细化措施手段,明确目标进度,确保各项工作按期高质量完成。请于8月15日前向工业和信息化部(节能与综合利用司)报送2022年国家专项工业节能监察任务(见附件1、2),12月15日前报送年度工作总结报告(包括:专项监察、日常监察工作总结,工业节能监察体制机制建设报告,重点数据中心能效工作台账,实际监察企业名单和监察结果等)。前述材料电子版请通过工业节能与绿色发展管理平台(green.miit.gov.cn)同步报送。

(二) 严格规范执法。各级工业和信息化主管部门及工业节能监察机构要规范监察工作程序和执法行为,加大执法检查力度,查处各类违法违规用能行为,对拒不整改或整改不到位的,依法依规予以处理。

(三) 加强监督检查。各级工业和信息化主管部门和工业节能监察机构要向社会公开监察工作情况,依法公布违规企业名单,主动接受社会监督。鼓励与有关部门合作建立联合惩戒机制,将工业节能监察执法结果纳入社会信用体系,推动企业严格落实节能法律法规和政策要求,充分发挥监察的督促约束作用,强化工业节能执法效力。

工业和信息化部办公厅

2022年7月28日

二、行业动态

(一) 传统火力发电和余热发电

1、煤电企业仍大面积亏损! (电力知识课堂 2022-07-31 07:45 发表于福建)

- 电煤价格水平总体仍居高位,煤电企业仍大面积亏损。
- 今年以来煤电企业采购的电煤综合价持续高于基准价上限,大型发电集团到场标煤单价同比上涨34.5%,大体测算上半年全国煤电企业因电煤价格上涨导致电煤采购成本同比额外增加2000亿元左右。
- 电煤采购成本大幅上涨,涨幅远高于煤电企业售电价格涨幅,导致大型发电集团仍有超过一半以上的煤电企业处于亏损状态,部分企业现金流紧张。

中电联发布《2022年上半年全国电力供需形势分析预测报告》

今年以来，国内疫情多发散发，国际环境更趋复杂严峻，面对异常复杂困难局面，电力行业认真贯彻落实党中央国务院关于能源电力安全保供的有关要求，采取有力有效措施，全力以赴保障电力安全可靠供应，以实际行动践行“人民电业为人民”宗旨。上半年，全国电力系统安全稳定运行，电力供需总体平衡，为疫情防控和经济社会发展提供了坚强电力保障。

一、2022年上半年全国电力供需情况

(一) 电力消费需求情况

上半年，全国全社会用电量 4.10 万亿千瓦时，同比增长 2.9%。一、二季度，全社会用电量同比分别增长 5.0%、0.8%，二季度增速明显回落主要因 4、5 月受部分地区疫情等因素影响，全社会用电量连续两月负增长。6 月，随着疫情明显缓解，稳经济政策效果逐步落地显现，叠加多地高温天气因素，当月全社会用电量同比增长 4.7%，比 5 月增速提高 6.0 个百分点。6 月电力消费增速的明显回升，一定程度上反映出当前复工复产、复商复市取得积极成效。

一是第一产业用电量 513 亿千瓦时，同比增长 10.3%。其中，一、二季度同比分别增长 12.6% 和 8.3%，保持较快增长，一定程度上反映出当前农业农村良好的运行态势。乡村振兴战略全面推进以及近年来乡村用电条件明显改善、电气化水平持续提升，拉动第一产业用电量保持较快增长。

二是第二产业用电量 2.74 万亿千瓦时，同比增长 1.3%。其中，一、二季度同比分别增长 3.0%、-0.2%。二季度受疫情等因素影响出现负增长，主要是 4、5 月同比分别下降 1.4% 和 0.5%，6 月增速由负转正，同比增长 0.8%。

上半年，高技术及装备制造业合计用电量同比增长 1.8%，其中，电气机械和器材制造业、医药制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、仪器仪表制造业用电量增速均超过 5%。四大高载能行业合计用电量同比增长 0.2%，其中，化工行业用电形势相对较好，同比增长 4.9%；黑色金属冶炼行业和建材行业用电量同比分别下降 2.8% 和 4.6%，建材中的水泥行业用电量同比下降 16.3%，与当前较为低迷的房地产市场相关。消费品制造业合计用电量同比下降 0.4%，其中，酒/饮料及精制茶制造业、食品制造业、农副食品加工业、烟草制品业用电量均为正增长。其他制造业行业合计用电量同比增长 3.3%，其中，废弃资源综合利用业、石油/煤炭及其他燃料加工业用电量同比分别增长 12.4% 和 9.3%。

三是第三产业用电量 6938 亿千瓦时，同比增长 3.1%。其中，一、二季度同比分别增长 6.2%、0.0%。4、5 月第三产业用电量同比分别下降 6.8% 和 4.4%，6 月转为正增长 10.1%。二季度，交通运输/仓储和邮政业、住宿和餐饮业受疫情的冲击最为显著，这两个行业 4、5 月用电量同比下降幅度达到或超过 10%；6 月用电形势好转，交通运输/仓储和邮政业用电量同比增速从 5 月的下降 10.0% 上升至 6 月增长 0.6%，住宿和餐饮业增速从 5 月的下降 13.1% 上升至 6 月增长 7.7%。上半年，电动汽车充换电服务业用电量同比增长 37.8%。

四是城乡居民生活用电量 6112 亿千瓦时，同比增长 9.6%。其中，一、二季度同比分别增长 11.8% 和 7.0%。6 月，城乡居民生活用电量同比增长 17.7%，其中，河南、陕西、上海、河北、重庆同比增长超过 50%，高温天气拉动空调降温负荷快速增长。

五是中部地区用电量同比增长 6.9%，增速领先。上半年，东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长 1.1%、6.9%、3.5%、0.5%。东部和东北地区受疫情等因素影响，二季度用电量同比分别下降 2.1% 和 2.9%。上半年，全国

共有 26 个省份用电量实现正增长，其中，西藏、安徽、湖北、四川、青海、宁夏、江西、山西、河南、云南、黑龙江等 11 个省份用电量同比增长超过 5%。

（二）电力生产供应情况

截至 2022 年 6 月底，全国全口径发电装机容量 24.4 亿千瓦，同比增长 8.1%；上半年全国规模以上电厂发电量 3.96 万亿千瓦时，同比增长 0.7%。从分类型投资、发电装机、发电量增速及结构变化等情况看，电力行业延续绿色低碳转型趋势。

一是电力投资同比增长 12.0%，非化石能源发电投资占电源投资比重达到 84.7%。上半年，重点调查企业电力完成投资 4063 亿元，同比增长 12.0%。电源完成投资 2158 亿元，同比增长 14.0%，其中非化石能源发电投资占比为 84.7%。电网完成投资 1905 亿元，同比增长 9.9%，其中，交流工程投资同比增长 5.9%，直流工程投资同比增长 64.2%。

二是非化石能源发电装机占总装机容量比重上升至 48.2%。截至 6 月底，全国全口径发电装机容量 24.4 亿千瓦，其中，非化石能源发电装机容量 11.8 亿千瓦，同比增长 14.8%，占总装机比重为 48.2%，同比提高 2.8 个百分点，绿色低碳转型效果继续显现。分类型看，水电 4.0 亿千瓦；核电 5553 万千瓦；并网风电 3.4 亿千瓦，其中，陆上风电 3.16 亿千瓦、海上风电 2666 万千瓦；并网太阳能发电 3.4 亿千瓦，其中，集中式光伏发电 2.1 亿千瓦，分布式光伏发电 1.3 亿千瓦，光热发电 57 万千瓦。火电 13.0 亿千瓦，其中煤电 11.1 亿千瓦，占总发电装机容量的比重为 45.5%，同比降低 2.8 个百分点。

三是水电和太阳能发电量增速均超过 20%。上半年，全国规模以上电厂水电、核电发电量同比分别增长 20.3% 和 2.0%，火电发电量同比下降 3.9%。上半年，全口径并网风电、太阳能发电量同比分别增长 12.2% 和 29.8%。由于电力消费需求放缓以及水电等非化石能源发电量快速增长，上半年全口径煤电发电量同比下降 4.0%，占全口径总发电量比重为 57.4%，煤电仍是当前我国电力供应的最主要电源，也是保障我国电力安全稳定供应的基础电源。

四是水电和太阳能发电设备利用小时同比分别提高 195 和 30 小时。上半年，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 1777 小时，同比降低 81 小时。分类型看，水电设备利用小时 1691 小时，同比提高 195 小时。核电 3673 小时，同比降低 132 小时。并网风电 1154 小时，同比降低 58 小时。并网太阳能发电 690 小时，同比提高 30 小时。火电 2057 小时，同比降低 133 小时，其中，煤电 2139 小时，同比降低 123 小时；气电 1090 小时，同比降低 239 小时。

五是跨区输送电量同比增长 6.6%，跨省输送电量同比增长 4.9%。上半年，全国新增 220 千伏及以上输电线路长度 16562 千米；全国新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）13612 万千瓦安。上半年，全国完成跨区输送电量 3233 亿千瓦时，同比增长 6.6%，其中，一、二季度跨区输送电量分别为 1500、1733 亿千瓦时，增速分别为 -0.7%、13.9%。二季度跨区输送电量增速明显回升，其中 6 月跨区输送电量同比增长 18.9%，当月随着经济回升以及高温天气导致华中、华东部分省份电力供应偏紧，加大了跨区电力支援力度。上半年，全国完成跨省输送电量 7662 亿千瓦时，同比增长 4.9%，其中，一、二季度跨省输送电量分别为 3539、4123 亿千瓦时，同比分别增长 0.5% 和 9.1%。

六是市场交易电量同比增长 45.8%。上半年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 24826 亿千瓦时，同比增长 45.8%。上半年，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 19971 亿千瓦时，同比增长 45.0%。其中，省内电

力直接交易（含绿电、电网代购）电量合计为 19336 亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 635 亿千瓦时。

七是电煤价格水平总体仍居高位，煤电企业仍大面积亏损。今年以来煤电企业采购的电煤综合价持续高于基准价上限，大型发电集团到场标煤单价同比上涨 34.5%，大体测算上半年全国煤电企业因电煤价格上涨导致电煤采购成本同比额外增加 2000 亿元左右。电煤采购成本大幅上涨，涨幅远高于煤电企业售电价格涨幅，导致大型发电集团仍有超过一半以上的煤电企业处于亏损状态，部分企业现金流紧张。

（三）全国电力供需情况

上半年，电力行业全力以赴保民生、保发电、保供热，全国电力供需总体平衡。2月，全国多次出现大范围雨雪天气过程，特别是华中和南方地区出现持续低温雨雪天气，拉动用电负荷快速攀升，叠加部分省份风机覆冰停运，江西、湖南、四川、重庆、上海、贵州等地在部分用电高峰时段电力供需平衡偏紧。

二、全国电力供需形势预测

（一）电力消费预测

当前疫情反弹得到有效控制，企业复工复产、复商复市积极推进，我国经济运行呈现企稳回升态势。全年经济社会发展预期目标以及稳经济一揽子政策措施为全社会用电量增长提供了最主要支撑。

受国内外疫情、国际局势、夏季和冬季气温等因素影响，下半年电力消费增长仍存在一定的不确定性。在下半年疫情对经济和社会的影响进一步减弱的情况下，随着国家各项稳增长政策措施效果的显现，尤其是加大基建投资力度将拉动钢铁、建材等高载能行业较快回升，并叠加 2021 年前高后低的基数效应，以及国家气象部门对今年夏季我国中东部大部气温接近常年到偏高的预测情况，预计下半年全社会用电量同比增长 7.0% 左右，增速比上半年明显回升。预计 2022 年全年的全社会用电量增速处于年初预测的 5%-6% 预测区间的下部。

（二）电力供应预测

在新能源快速发展带动下，2022 年新增装机规模将创历史新高，预计全年新增发电装机容量 2.3 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机投产 1.8 亿千瓦左右。预计 2022 年底，全口径发电装机容量达到 26 亿千瓦左右，其中，非化石能源发电装机合计达到 13 亿千瓦左右，同比增长 16%，占总发电装机容量比重上升至 50%，将首次达到总发电装机规模的一半，比 2021 年底提高 3 个百分点左右。其中，水电 4.1 亿千瓦、并网风电 3.8 亿千瓦、并网太阳能发电 4.0 亿千瓦、核电 5672 万千瓦、生物质发电 4400 万千瓦左右。煤电装机容量 11.4 亿千瓦左右。

（三）电力供需形势预测

国内外疫情、宏观经济、燃料供应、气温、降水，以及煤电企业持续大面积严重亏损等多方面因素交织叠加，给电力供需形势带来不确定性。预计迎峰度夏、迎峰度冬期间全国电力供需总体紧平衡。

迎峰度夏期间，全国电力供需总体紧平衡，华东、华中、南方区域部分省份用电高峰时段电力供需偏紧，华北、东北、西北区域电力供需基本平衡。迎峰度冬期间，全国电力供需总体紧平衡，华东、华中、南方、西北区域部分省份用电高峰时段电力供需偏紧，华北、东北区域电力供需基本平衡。

三、有关建议

今年以来，电力行业认真贯彻落实党中央“疫情要防住、经济要稳住、发展要安全”的要求，紧紧围绕国家“稳增长、保供应、防风险、促发展”的工作目标，克服各种困难，为经济社会发展提供了坚强可靠电力保障。随着新能源比重的不断提高，电力系统安全稳定运行的不确定性增加，大面积停电的潜在风险因素仍然存在。目前进入电力保供的关键期，需要密切跟踪天气、燃料、消费和市场等形式进行综合预判，全力做好迎峰度夏电力保供工作。结合当前电力供需形势和行业发展趋势，提出如下建议：

（一）保障用电高峰期间电力供需平衡

当前国内疫情缓解、国家稳经济政策逐步落地见效，各地复工复产在明显加快，叠加夏季气温不断升高，目前全国已有多个省级电网负荷创新高，迎峰度夏保供形势复杂严峻，需要统筹产、输、配、用等各重点环节，做好用电预案，以保障用电高峰期间电力供需平衡，建议：

一是增效挖潜保障夏季电力可靠供应。加强在役机组运行管理，减少非计划停机、受阻情况，保障机组稳发满发。最大限度挖掘各品类电源顶峰发电潜力。优化跨区域电网间的开机备用、错峰支援、余缺调剂，全力保障高峰期间电力供需平衡。克服疫情影响，加快重点电源建设进度，缓解负荷中心的供电紧张。加快推进地区网架优化和配电网建设改造，实施农网巩固提升工程，增强电网供电可靠性。

二是充分发挥跨省跨区通道作用。加大对地方政府协调力度，增加跨区跨省电力交易。严格落实跨省区优先发电计划，加强省间交易中长期合同电量签订和履约，形成稳定的送电潮流，发挥中长期交易稳定电力、电量总体平衡的作用。电力紧张省份积极与电力富余省份衔接，充分利用省间交易机制，通过月度、月内中长期交易，以及现货交易等方式增加外来电力电量。

三是扎实做好需求侧管理及有序用电工作。完善需求响应价格补偿机制，形成可中断用户清单，引导各类市场主体主动参与电力需求响应，以市场化方式降低高峰时段负荷需求，推动需求响应规模尽快达到地区最大用电负荷的5%。加快出台全国性需求响应政策和价格机制，推动有序用电向市场化的需求响应转变。认真细致做好有序用电管理工作，健全完善拉闸限电预警和问责机制。

（二）确保电力燃料稳定供应

当前，受地缘政治冲突影响，国际煤油气供应紧张，加大我国进口煤炭、天然气的难度，国内煤矿及港口煤炭库存偏低，迎峰度夏期间电煤等能源保供面临潜在风险。针对国内煤炭供应、电煤价格、煤炭中长期合同及产运输等方面，建议：

一是持续增加煤炭供应总量。继续加大产能释放，同时进一步梳理煤炭产能核准、核增各项手续审批办理过程中的难点、堵点，提升统筹协调层级，帮助企业尽快完成办理手续，尽快释放今年新增的3亿吨煤炭产能，确保煤炭日产量稳定在1260万吨左右的水平。增强煤炭生产供应弹性，优先组织满足条件的先进产能煤矿，尤其安全系数高、产量释放快速等特点的露天煤矿，建立保供煤矿“白名单”，根据需要按一定系数调增产能，形成煤矿应急生产能力。建议出台阶段性进口煤采购专项补贴支持保障政策，补足国内煤炭供应缺口。

二是确保电煤中长协实现全覆盖，控制电煤价格在合理区间。加大力度推动煤炭中长协的签约工作，尽快补足电煤中长期合同，消除全覆盖缺口；加强对电煤中长期合同价格、供应量、煤质等履约监管，稳定电煤供应基本盘。出台规范

的煤炭市场价格形成机制，理顺当前多轨价格机制，加强现货价格管控，引导煤价长期稳定在合理区间；完善坑口区间限价政策，严禁各区域、各煤矿自行创设指数和定价机制，杜绝多种价格机制和捆绑搭售引起的价格体系混乱。尽快稳定市场预期，防止煤价持续上涨推高下游用能成本。

三是加大产运需各环节的顺畅衔接。加强产运需之间的衔接配合，保障疫情下电煤运输畅通，开辟电煤汽车运输绿色通道，将运力向电力电量存在硬缺口省份的煤电企业适当倾斜。加大对电煤中长期合同，包括发电集团自有煤源对内供应和进口应急补签新增中长期合同的铁路运力支持。另外，要保障煤炭新增产能的运力支持。

（三）支持推动发电企业高质量转型

随着碳达峰碳中和战略的持续推进，电力绿色低碳转型加快，煤电企业承担保供和转型的双重压力，建议从上网电价、财政金融以及碳市场等方面对煤电企业进行支撑，以保障电力安全供应、企业有序转型。

一是疏导煤电上网电价，缓解煤电企业经营困境。国家相关部门加强对各地执行《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）的宏观指导，督促各地尽快将煤电电价调整到位，缓解由于燃料成本高涨导致的电力供应风险。尽快出台涉高耗能企业落实市场交易电价管理清单，禁止对涉及高耗能企业开展优惠电价的交易，严格落实国家“高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制”的政策要求。进一步明确跨省跨区送电交易价格形成机制，外送价格浮动机制按照落地省燃煤发电基准价执行，充分发挥区域间余缺相济作用。

二是加大财税金融对煤电企业的支持力度。对由于燃料成本高导致经营困难的电煤企业适度放宽政策支持范围，尽快形成“自我造血”功能，提高煤电的电力安全供应能力。出台面向煤电行业所得税普惠制政策，延长承担保供责任的煤电企业所得税亏损结转年限，并减免征收亏损煤电企业房产税和土地使用税，支持煤电企业的委托贷款利息纳入增值税抵扣范围和煤电项目“三改联动”，促进煤电企业可持续发展。

三是统筹煤电保供和碳市场发展。建议第二个履约周期应统筹煤电保供和碳市场发展，合理设置碳排放配额缺口，不宜大幅下调基准线，减轻火电企业整体成本负担。建议尽快重启CCER（国家核证自愿碳减排量）备案政策，发挥政策引导作用，促进新能源发展，降低控排企业履约成本。持续深化电力交易市场化改革，推进有序放开全部燃煤发电电量上网电价，继续扩大市场交易电价上下浮动的范围。深入研究煤电企业脱困转型的措施方法，有序推进碳达峰碳中和目标的实现。

注释：

1. 规模以上电厂发电量统计范围为年主营业务收入2000万元及以上的电厂发电量。

2. 四大高载能行业包括：化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业4个行业。

3. 高技术及装备制造业包括：医药制造业、金属制品业、通用设备制造业、专用设备制造业、汽车制造业、铁路/船舶/航空航天和其他运输设备制造业、电气机械和器材制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、仪器仪表制造业9个行业。

4. 消费品制造业包括：农副食品加工业、食品制造业、酒/饮料及精制茶制造业、烟草制品业、纺织业、纺织服装、服饰业、皮革/毛皮/羽毛及其制品和制鞋业、木材加工和木/竹/藤/棕/草制品业、家具制造业、造纸和纸制品业、印刷和记录媒介复制业、文教/工美/体育和娱乐用品制造业 12 个行业。

5. 其他制造行业为制造业用电分类的 31 个行业中，除四大高载能行业、高技术及装备制造业、消费品行业之外的其他行业，包括：石油/煤炭及其他燃料加工业、化学纤维制造业、橡胶和塑料制品业、其他制造业、废弃资源综合利用业、金属制品/机械和设备修理业 6 个行业。

6. 东部地区包括北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南 10 个省（市）；中部地区包括山西、安徽、江西、河南、湖北、湖南 6 个省；西部地区包括内蒙古、广西、重庆、四川、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆 12 个省（市、自治区）；东北地区包括辽宁、吉林、黑龙江 3 个省。

延伸阅读：

正值迎峰度夏，能源电力全力保供！7月27日，国资委组织召开中央企业迎峰度夏能源电力保供专题会，国家电网、南方电网、中国华能、中国大唐、中国华电、国家电投、国家能源集团、国投、中煤集团、华润电力等10家企业有关负责同志参加会议。

会议要求：煤炭企业要加快释放先进产能，发电企业要提升顶峰发电能力，电网企业要加强资源统筹、推动余缺互济，共同打好打赢迎峰度夏能源电力保供攻坚战，同时做好今冬明春能源电力保供备战工作。国资委有关厅局要各司其职、增强合力，支持中央企业全力提升能源电力安全稳定供应保障能力。

会议指出：2021年四季度以来，有关中央企业不折不扣贯彻落实党中央、国务院决策部署和国资委工作要求，把能源电力保供作为一项重要的政治任务来抓，千方百计增产扩销稳供，带头保障能源电力供应，在关键时刻发挥了“压舱石”、“顶梁柱”作用。

国资委党委委员、副主任袁野出席会议并讲话，国资委总会计师、财管运行局局长赵世堂主持会议。



会议要求，有关中央企业要进一步提高政治站位，强化责任担当，采取有力

措施，切实提升能源资源供应保障能力。国资委有关厅局要各司其职、增强合力，支持中央企业全力提升能源电力安全稳定供应保障能力。

对于全力以赴做好迎峰度夏，7月27日在国务院举办的新闻发布会上国家能源局电力司司长指出，今年以来提前着手，国家能源局制定了多项强有力措施，全力以赴做好迎峰度夏的各项保障工作：

首先，在电力保障方面，我们做了四方面的工作。

一是持续加强电力供需的监测和分析。我们与气象部门做好协调联动，跟各地的能源主管部门、电网、发电、行业协会做好对接会商，研判全国的电力供需形势，及时全面准确掌握各省的电力供需情况，对出现的问题及时作出应对，同时指导各地和企业做细做实电力保供的应对方案，做到心中有数。

二是推动重大电力项目的建设投产。今年上半年，全国新投产的各类电源合计7000万千瓦，自去年迎峰度夏以来，全国新增投产各类电源1.8亿千瓦，今年上半年新增投产电源7000万千瓦。从去年7月到今年6月底迎峰度夏之前，我们各类电源投产总和是1.8亿千瓦。我们也新投产了陕北到武汉、白鹤滩到江苏等跨省区的输电通道，向华东、华中地区输送能力增加了1200万千瓦。手中有粮，心中不慌。这些电源和电网项目的投产，有效增强了电力保供能力，也大大增强了我们应对迎峰度夏的保供底气。

三是提升发电燃料的保障和运行出力水平。目前，我们全国的电煤库存充足，电煤库存的水平达到了历史同期的最好水平。我们煤电的出力受阻和非计划停运的发电容量也降到了历史上的最低，这也进一步夯实了电力保供的基础。

四是指导各地做好电力需求侧响应。刚才记者同志提到，有些地方作了电力需求侧响应，是全球通用的一个电力负荷管理手段，主要是通过电力需求侧响应，利用市场化方式引导电力用户主动错峰、避峰，同时还能得到一定的经济补偿。这个方式可以有效达到减少尖峰负荷的目的，这样也会促进全社会的经济效益达到最优。

近年来，电力负荷呈高速快速增长的趋势，电力负荷增长增速远高于电量增长，每天的电力峰谷差日益加大，也就是说，每天电力最高峰和最低谷的差额现在越来越大。在这种夏季高峰用电的时候，采取适当的错避峰措施是必要的，但是我们会坚决守住不拉闸的底线，坚决确保民生用电。

关于煤炭保障方面。我们做了几项工作：一是压实了煤炭增产保供责任，我们与各产煤省区签订了煤炭安全保供责任书，明确了煤炭生产任务。二是稳定了煤炭保供政策，明确将去冬今春煤炭保供政策统一延续到2023年3月，充分释放先进产能。三是坚持全国煤炭产量调度，对产煤省区产量和运行情况做到每日调度，第一时间掌握全国的煤炭生产动态，及时帮助地方和企业解决在煤炭生产过程中遇到的实际问题。四是加快先进产能的投产。今年以来，核准了煤矿项目先进产能3770万吨/年，调整建设规模增加产能900万吨/年，并推动试生产产能6000万吨/年。五是加强电煤中长期合同履约监管，我们现在对煤炭企业和发电企业签订的电煤中长期合同的履约情况进行监管，督促中长期合同能够切实履约，保障发电用煤正常供应。

（二）、光伏发电

1、浅谈计算分布式光伏项目中业主企业自用电比例的方法（2018-07-12 23:06）

引言

分布式光伏发电系统多建于建筑物屋顶，电力消纳方式主要分为全额上网、自发自用余电上网。选择后者时，发电企业常常需要考虑在最大程度利用屋顶面积的同时，业主企业是否能全部或大部分消纳掉系统所发电量。由于余电上网的电价通常远低于自发自用电价，当余电上网比例高时，项目经济性将大打折扣。时下由国家发改委、能源局着力推进的分布式发电市场化交易体系是对这一问题的有效解决措施，然而在此体系充分建立健全之前，本文将粗浅探讨计算项目中业主企业自用电比例的方法。

一、企业用电量与项目发电量的比较

众所周知，不同行业耗电量不同，同一行业采用不同的生产方式也可导致耗电量的不同；进一步说，一个企业的用电负荷或随市场需求、季节等因素呈现阶段性变化，也可能在一天之内根据峰谷电价时段、生产需要、排班方式等因素发生变化。与此同时，光伏发电系统的发电功率在一天之内、不同季节也呈现不同规律。例如，一个企业冬季耗电量大，夏季耗电量小，而光伏系统是冬季发电量小，初夏发电量大，这样则会导致余电上网比例较大。因此，计算项目自发自用电量的比例时，需要将每个时间区间内企业的用电情况与光伏项目预计发电情况相比较。企业通常将月电费结算单提供给项目投资方以证明其用电情况，以某企业和 15MW 装机容量的光伏发电项目为例，首先获得企业某一年的各月分时段用电量，见表 1。

表 1 某企业 2016 年各月分时段用电量

单位: kWh

年月	尖段	峰段	平段	谷段	合计
1月	994070	1175510	2018800	1605240	5793620
2月	1155630	1293180	2281020	1913520	6643350
3月	1257410	1389500	2465890	1953490	7066290
4月	1056440	1379140	2549540	2213190	7198310
5月	1084580	1436540	2726780	2462040	7709940
6月	1151710	1411970	2623180	2279970	7466830
7月	1350930	1568980	2865870	2514400	8300180
8月	1449350	1665650	3075100	2693460	8883560
9月	1395660	1613290	2975770	2487100	8471820
10月	1399580	1585360	2917390	2493330	8395660
11月	1391530	1572620	2884560	2395820	8244530
12月	1503460	1719620	3072370	2572780	8868230

注：峰谷平时间段划分：尖段 18:00-20:00，峰段 8:00-12:00，平段 12:00-18:00 22:00-24:00，

谷段 0:00-8:00。

注：峰谷平时间段划分：尖段 18:00-20:00，峰段 8:00-12:00，平段 12:00-18:00 22:00-24:00，谷段 0:00-8:00。

太阳能发电时间段选取 8:00-18:00，则与之对应的企业用电时段为峰段和平段的 12:00-18:00。其次，将项目各月预计发电量根据装机规模、历史峰值日照时数(参考 NASA 数据)计算出来，并与企业峰平时段用电量进行比对，见表 2。

表 2 企业 2016 年各月峰平时段用电量与系统预计发电量

单位: kWh

年月	峰段用电	平段用电	合计用电	预计发电
1月	1175510	1514100	2689610	1044576
2月	1293180	1710765	3003945	1160406
3月	1389500	1849417.5	3238917.5	1483443
4月	1379140	1912155	3291295	1730430
5月	1436540	2045085	3481625	1929564
6月	1411970	1967385	3379355	1842750
7月	1568980	2149402.5	3718382.5	1726452
8月	1665650	2306325	3971975	1566864
9月	1613290	2231827.5	3845117.5	1295190
10月	1585360	2188042.5	3773402.5	1178775
11月	1572620	2163420	3736040	993330
12月	1719620	2304277.5	4023897.5	943020

注: 假设各时段内企业用电负荷恒定, 为了使用电时段与发电时段匹配, 平段用电量取原始数据的 6/8。

从表 2 可以看出, 企业各月峰平合计用电量高于项目各月预计发电量。由此能得出项目所发电量能够被企业全部消纳的结论吗? 并不能。因为在正常天气情况下, 系统的发电功率是呈“几”字形变化的(如图 1 所示, 1 月份某日曲线)。假设企业在某时段内的用电负荷相对稳定不变, 以 4 月份为例(数据见表 3), 系统实际发电功率峰值可达到 11.7MW, 在首尾时段低于企业用电负荷 11.12MW/10.28MW, 这时所发电量可被全部消纳, 而在中间时段高于企业用电负荷, 这时所发电量只能被部分消纳, 消纳不了的电量则自动并入电网。

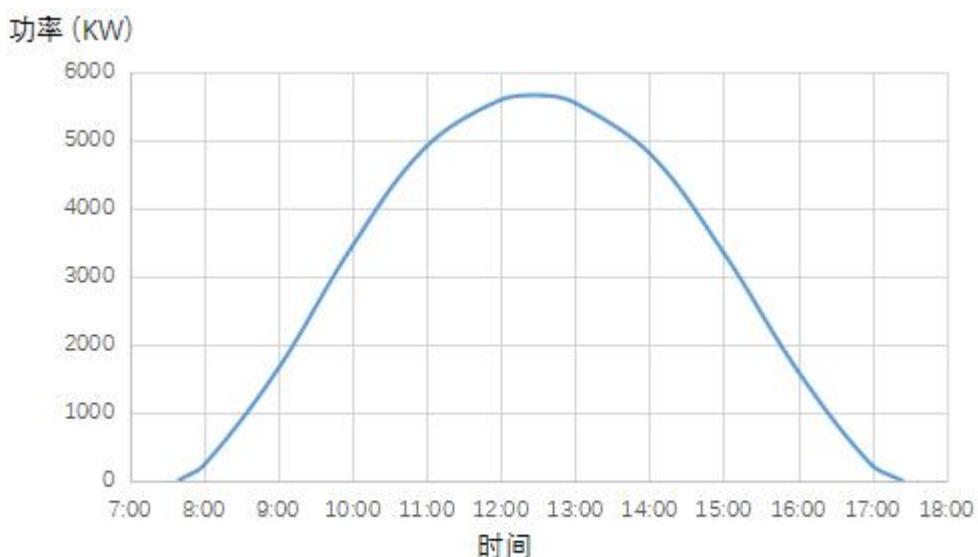


图 1 发电系统功率典型日变化曲线

二、企业用电负荷与项目理论峰值发电功率的比较

项目发电量是用峰值日照时数计算得出, 对应的系统发电功率也是最高值。那么可以用企业在相应时段内的平均用电负荷与系统理论峰值发电功率相比而

得出自用电比例吗?并不一定。峰值日照时数是由全天太阳能辐照总量除以太阳能电池板标准测试条件 $1000W/m^2$ 所得出的数值,而一天之内的太阳能辐照度并不是在有日照的整个时间区间都能达到 $1000W/m^2$,可能仅有一个小时,可能没有,也可能数个小时,系统发电功率是随太阳能辐照度变化的,如图 2 所示。

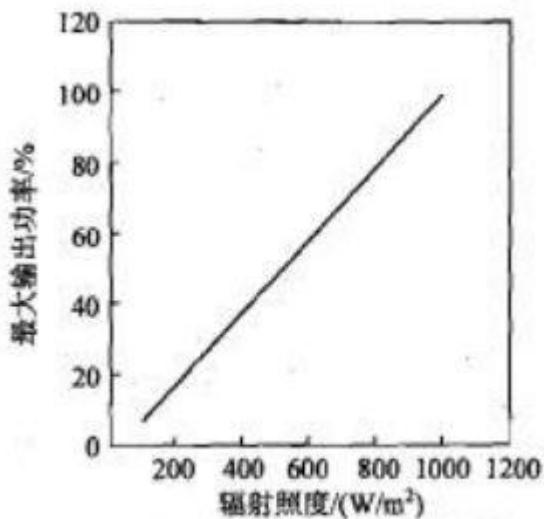


图 2 太阳辐照度与系统最大输出功率的关系^[1]

这就是上节所说的,在正常天气情况下,系统实际发电功率呈“几”字形变化,理论峰值功率对应的时间与实际发、用电时间相差数个小时,如此得出的结果可能与实际相去甚远。如表 3 所示,1 月份企业峰段、平段平均用电负荷 $10.13MW$ 、 $8.70MW$ 均低于系统理论峰值发电功率 $11.70MW$,但实际系统发电功率曲线如图 1 所示(1 月份某一天的数据)。其一天之内的最大功率只有 $5.65MW$,若企业用电负荷恒定,则全部发电量均可被消纳。这时用企业平均用电负荷与系统理论峰值发电功率比较无法得出贴近实际的自用电比例。同样的原因,用企业平均用电负荷与系统平均发电功率比较也无法得出贴近实际的自用电比例。

表 3 企业平均用电负荷与系统理论峰值发电功率

单位: MW

年月	峰段平均用电负荷	平段平均用电负荷	理论峰值发电功率
1月	10.13	8.70	11.70 (装机 容量 15MW × 综合效率 78%)
2月	10.43	9.20	
3月	11.58	10.27	
4月	11.12	10.28	
5月	11.97	11.36	
6月	11.39	10.58	
7月	12.65	11.56	
8月	13.88	12.81	
9月	13.01	12.00	
10月	13.21	12.16	
11月	12.68	11.63	
12月	13.87	12.39	

三、计算企业自用电比例的方法

首先，通过电费结算单、咨询业主企业等渠道确定其在光伏发电系统发电时段的用电负荷曲线。如果生产稳定，企业在一段时期内(如同一季节)的每日用电负荷应是基本恒定或无太大波动的。平均用电负荷明显高于理论峰值发电功率时，发电量基本能被全部消纳，但考虑到设备故障、检修等特殊情况，应预留5%-10%的余电上网电量进行项目经济性等的测算分析。本文主要讨论用电负荷低于理论峰值发电功率时的处理方法。

其次，预测光伏系统发电功率变化曲线。由于影响系统发电功率的因素除了太阳能辐照度，还有温度、组件表面清洁度等因素，例如夏季虽然太阳辐照度很强，但并不是发电功率最高的时候，因为高温会使系统效率下降，因此不能单纯依据太阳能辐照度数据预测功率变化曲线。最好采用标杆光伏电站的历史运行数据，所谓标杆是指系统综合效率达到80%、组件表面清洁度较高、设备故障及检修频次在正常范围内。将标杆电站最近几年相同日期、相同时点采集的发电功率求平均值(如表4所示)，得到一组新的全年每日发电功率数据。

表4 2015-2017年1月*日发电功率数据^[2]

单位: kW

时点	2015年同日	2016年同日	2017年同日	平均值
7:40	12	27	32	24
8:00	228	291	270	263
9:00	1641	1824	1875	1780
10:00	3438	3858	3952	3749
11:00	4902	5499	5640	5347
12:00	5586	6276	6472	6111
12:35	5652	6345	6525	6174
13:00	5544	6231	6382	6052
14:00	4809	5436	5602	5282
15:00	3354	3726	3975	3685
16:00	1620	1623	1867	1703
17:00	234	252	255	247
17:25	0	0	0	0

通过excel、matlab等拟合出平均值中这些离散数值的函数，得到图3所示多项式：

$$f(x) = 0.1604x^6 - 12.078x^5 + 381.9x^4 - 6488.5x^3 + 62000x^2 - 311613x + 636664 \text{ (为了显示方便，各系数值保留四位小数)}$$

假设业主企业这天的用电负荷为 4500kW, 即图 3 中的直线。则该企业当天的用电量 S 可用 X 轴与函数曲线围成的面积 S_1 减直线与函数曲线围成的面积 S_2 所表示, 即 $S = S_1 - S_2$ 用定积分分别求出 S_1 、 S_2 , 即

$$S = S_1 - S_2$$

用定积分分别求出 S_1 、 S_2 , 即

$$S_1 = \int_{17.42}^{7.63} f(x) dx = \left[\frac{1}{7} \times 0.1604x^7 - \frac{1}{6} \times 12.078x^6 + \frac{1}{5} \times 381.9x^5 - \frac{1}{4} \times 6488.5x^4 + \frac{1}{3} \times 62000x^3 - \frac{1}{2} \times 311613x^2 + 636664x \right]_{17.42}^{7.63}$$

$$S_2 = \int_{14.519}^{10.43} f(x) dx - (14.519 - 10.43) \times 4500 = \left[\frac{1}{7} \times 0.1604x^7 - \frac{1}{6} \times 12.078x^6 + \frac{1}{5} \times 381.9x^5 - \frac{1}{4} \times 6488.5x^4 + \frac{1}{3} \times 62000x^3 - \frac{1}{2} \times 311613x^2 + 636664x \right]_{14.519}^{10.43} - (14.519 - 10.43) \times 4500$$

$$6488.5x^4 + \frac{1}{3} \times 62000x^3 - \frac{1}{2} \times 311613x^2 + 636664x]_{14.519}^{10.43} - (14.519 - 10.43) \times 4500$$

最后, 将剩余 364 天的企业用电量用同样的方法算出, 用 365 天的用电量之和与发电量之和的比值算出自发自用比例。由于数据众多、计算复杂, 以上计算步骤可通过编程软件进行简单编程, 进而实现集中、快速的数据处理。

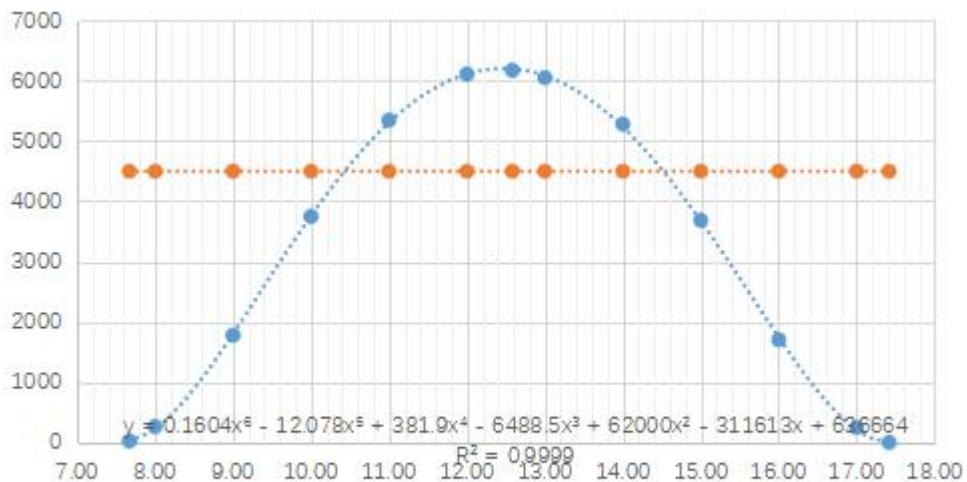


图 3 日发电功率拟合函数曲线

四、结语

当企业用电量看似很高时, 发电量不一定能被完全消纳, 当企业用电负荷比系统装机规模小时, 发电量也有可能被完全消纳。本文提出的企业用电比例计算方法比单纯靠企业用电量与系统发电量、用电负荷与理论峰值发电功率、平均发电功率的比较结果更贴近实际, 但尚存在以下缺点: 在缺乏数据处理软件时计算过程较繁琐、历史数据不易获取、预测数据的精度或准确度还不够高等, 将在今后的探讨中继续改进。此外, 在进行用电负荷分析时, 还要兼顾业主企业未来产能增大、减小而导致的负荷变化。

在实际项目中, 最保险的方法是选择用电负荷稳定且明显高于发电系统理论峰值功率的企业作为用电方, 但分布式光伏行业的稀缺资源是优质屋顶, 在企业有足够的优质屋顶的情况下, 对于光伏项目投资者来说, 装机规模越大越有利于管理和规模扩张。因此, 在计算结果显示自用电比例过低, 不满足经济性要求时, 分布式发电市场化交易体系的成熟将为光伏项目投资者提供新的售电渠道。

注释:

- [1] 《太阳能电池组件特性与辐照度、温度等关系》，
http://blog.sina.com.cn/s/blog_a649c8810102wsy9.html
- [2] 依据光伏系统发电功率变化特征杜撰数据，仅用于计算示例。

2、如何预估自发自用类分布式光伏项目—自用比例（2017-09-01）

前言

如何预估自发自用分布式光伏电站项目自用比例一直是项目开发人员的一个难点，本篇文章就来介绍下自用比例计算方法。通过整体计算分析我们可以看出，拿到12个月电费单是必不可少的关键因素，并且建议自发自用比例最高值只能取到90%。具体计算方法如下：



一、分析电价单

首先需要拿到用电企业12个月的电费单，如下图(仅以一月份电费清单为例)：

拿到电费单一般情况下只需查看企业用电的有功电量情况，从上图可以看出企业用电峰平谷对应的电价（标黄的地方），以及峰平谷时段内的用电量（标红的地方），根据十二个月电费单统计下每个月用电量，如下：

月份	峰段用电量(度)	平段用电量(度)	谷段用电量(度)
一月	64544	73450	71120
二月	79416	92710	88810
三月	90759	108630	102530
四月	91938	107330	103250
五月	88223	103230	101090
六月	85674	98600	96280
七月	82591	79092	80865
八月	1578	1708	899
九月	748	724	514
十月	696	588	482
十一月	123544	123884	116480
十二月	127503	127135	118338
电价	0.7640	0.5292	0.3109

二、测算光伏电站项目每月的发电量

光照数据采用 solargis 测算某地区光伏电站项目每月的发电量，见下图。

假设电站规模 1MW，一月份的发电量就是 3.3 万度

($1000000 \times 0.0329 = 32900$)，计算出来每个月的发电量见下表。

月份	光伏发电量 (万度)
一月	3.3
二月	6.6
三月	11.2
四月	12.6
五月	14.6
六月	16.1
七月	16.6
八月	14.4
九月	11.2
十月	7.9
十一月	3.8
十二月	2.3
合计	120.6

三、分析光伏发电及企业用电交集时间

查询峰平谷时间段。在此以某地区为例说明，某地峰段为 7:00-11:00 和 18:00-23:00，谷段为 23:00-7:00，平段为 11:00-18:00，通常假设光伏的发电时间段为 9:00-18:00。把以上信息归纳，见下表：

四、计算光伏分时段发电量

从上表可以看出，光伏发电时间段在企业用电的峰段及平段，也就是说光伏发的电只在峰平段消纳，下面计算下每个月光伏项目在峰平段的发电量（以一月份为例）：

按上述方法计算出每个月的峰平段光伏发电量，见下表：

月份	峰段光伏发电量 (万度)	平段光伏发电量 (万度)
一月	0.73	2.57
二月	1.47	5.13
三月	2.49	8.71
四月	2.8	9.8
五月	3.24	11.36
六月	3.58	12.52
七月	3.69	12.91
八月	3.2	11.2
九月	2.49	8.71
十月	1.76	6.14
十一月	0.84	2.96
十二月	0.51	1.79

五、计算企业分时段用电量

计算下每个月光伏发电时间段内发电企业的用电量（以一月为例）：

按上述方法计算每个月光伏发电时间段内发电企业的用电量，见下表：

月份	峰段用电量 (万度)	平段用电量 (万度)
一月	1.43	7.35
二月	1.76	9.27
三月	2.02	10.86
四月	2.04	10.73
五月	1.96	10.32
六月	1.90	9.86
七月	1.84	7.91
八月	0.04	0.17
九月	0.02	0.07
十月	0.02	0.06
十一月	2.74	12.39
十二月	2.83	12.71

六、计算每个月峰平段自用比例

计算下每个月光伏发电峰平段内发电企业的用电量与光伏项目在峰平段的发电量的比值，即每个月峰平段的自用比例（以一月为例）：

峰平段的自用比例均大于 100%，说明在峰平段，光伏发电的所以电量几乎可以被全部消纳，按上述方法计算下每个月的峰平自用比例，见下表：

月份	峰段用电量 (万度)	峰段发电量 (万度)	自用比例	平段用电量 (万度)	平段发电量 (万度)	自用比例
一月	1.43	0.73	100%	7.35	2.57	100%
二月	1.76	1.47	100%	9.27	5.13	100%
三月	2.02	2.49	81.1%	10.86	8.71	100%
四月	2.04	2.8	72.9%	10.73	9.8	100%
五月	1.96	3.24	60.5%	10.32	11.36	90.8%
六月	1.90	3.58	53.1%	9.86	12.52	78.8%
七月	1.84	3.69	49.9%	7.91	12.91	61.3%
八月	0.04	3.2	1.3%	0.17	11.2	1.5%
九月	0.02	2.49	0.8%	0.07	8.71	0.8%
十月	0.02	1.76	1.1%	0.06	6.14	1%
十一月	2.74	0.84	100%	12.39	2.96	100%
十二月	2.83	0.51	100%	12.71	1.79	100%

七、计算每个月份的自用比例

通过加权平均法可以计算出每个月份的自用比例（以三月份为例），计算方法如下：

通过计算，每个月的自用比例见下表：

月份	自用比例
一月	100%
二月	100%
三月	95.8%
四月	94%
五月	84.1%
六月	73.1%
七月	58.8%
八月	1.4%
九月	1%
十月	1%
十一月	100%
十二月	100%

八、12个月份的自发自用比例

12个月自用比例取平均值即为预估项目自用比例：

九、说明

1、从上面的例子可以看出八、九、十月份企业用电量骤减，对自用比例有严重影响，这也是需要拿到十二个月电费单的主要原因。

2、在计算光伏发电时间段内发电企业的用电量时是按照每时每刻用电情况考虑的，可以在尽调过程中摸清楚企业具体的用电时间，举个例子：假设用电企业一月份峰段用电量全部集中在9:00-11:00，那光伏发电时间段内企业峰段用电量就是6.45万度，那么光伏发电的电能被全部消纳。除此之外，还需要去电力公司营销部收集某天的电力负荷曲线，见下图。



通过电力负荷曲线图也可以看出某天企业的用电情况，避免企业晚上用电量占比过大，影响光伏自用比例。

3、因为企业用电情况不可预估，所以建议自发自用项目自用比例峰值取90%。

4、某些区域某些月份分尖、峰、平、谷四段电价，如果尖峰时段在光伏发电9:00-18:00中，也需要考虑尖峰时段的自用比例，方法同上。

（三）、储能技术

1、新型储能技术特点分析：二氧化碳储能、储热技术、液态空气储能（储能 2022-08-10 20:41 发表于北京）

之前你可能对它“爱答不理”，未来它可能“高攀不及”。从前，被戏称为“搬砖技术”、甚至被部分人士认为落伍的重力储能，却因受到国家电网的青睐而成为 2022 年储能行业关注热门话题之一。

而据北极星储能网了解，除了重力储能之外，年内又有几种小众的“新”新型储能技术崭露头角，二氧化碳储能、沙子储能、混凝土“热电池”、液态空气储能，谁又将是下一个行业的“宠儿”？

二氧化碳储能技术案例 1

项目单位：基于西安交通大学能源与动力工程学院谢永慧教授团队提供技术支持，由百穰新能源科技（深圳）有限公司牵头，与东方汽轮机有限公司联合开展。

项目简介：2021 年 10 月 22 日，中国国内首个“新型二氧化碳储能验证项目”在东方汽轮机有限公司开工建设。项目特点：新型二氧化碳储能是一种气液互转、两态协同储能技术。其原理是在用电低谷期，利用多余电力将常温常压的二氧化碳气体压缩为液体，并将压缩过程中产生的热能存储起来；在用电高峰期，利用存储的热能加热液态二氧化碳至气态，驱动透平发电。循环工质二氧化碳无毒、不易燃、易于获取、常温即可液化，可以方便实现液态存储，优势明显。该系统具有压力温度等级低、安全可靠性高、制造成本低等优点，且不依赖地质条件，无需使用化石燃料，不产生固体废弃物，零碳排放，是一种绿色储能系统，寿命长达 30 年以上，在全生命周期内循环效率不衰减。

案例 2 项目单位：芜湖市发改委牵头，由安徽海螺新能源有限公司、百穰新能源科技（深圳）有限公司、三碳（安徽）科技研究院有限公司、芜湖海螺水泥有限公司联合投建。

项目简介：

5 月 31 日，“全球首套新型二氧化碳储能商业示范项目”签约落地安徽芜湖。项目特点：项目功率 10MW，储能时长 8 小时，释能时长 8 小时，是国内释能时长最长的储能项目之一。项目通过精准匹配安徽省的峰谷用电时段，能够有效降低电网调峰压力，同时帮助用户降低用电成本，提升新能源电力用电比例。此示范项目将是二氧化碳压缩储能系统的全球首次投运，预计于 2022 年底并网投运。

案例 3 项目单位：Energy Dome 项目简介：该项目位于意大利撒丁岛，储能规模 2.5MW/4MWh 项目特点：技术的储能密度是其他压缩空气储能（CAES）解决方案的 10-20 倍，是液态空气储能（LAES）的三分之二。

液态空气储能技术案例：浙江 LNG 三期配套液态空气储能技术示范项目项目单位：中海浙江宁波液化天然气有限公司，该公司由中海石油气电集团有限责任公司、浙江能源天然气集团有限公司、宁波开发投资集团有限公司共同持股。

项目简介：浙江 LNG 三期项目，在浙江省宁波市北仑区穿山半岛公鹅咀地块，规划建设规模为 600 万吨/年，新建 6 座 27 万方储罐及配套设施，该项目将配套建设液态空气储能技术示范项目。

项目特点：根据此前发表的一篇论文显示，与液化空气储能（LAES）集成在一起的液化天然气（LNG）的再气化发电厂，在发电灵活性方面具有优势，可以

匹配电力需求，并从电力套利中获得更高的运营利润。通过在 LAES 中使用高级 LNG 冷能，可以进一步提高发电能力。提出的集成方式中（称为 LNG-LAES），LNG 以两种不同的方式进行再气化：在高峰时段流入常规的平行两级再生 Rankine 循环进行常规发电，或在非高峰时段将高级 LNG 冷能转移至 LAES 进行能量存储。该技术具有设计灵活性，可以在设计阶段改变 LAES 中使用的 LNG 冷能的量，以最大程度地提高特定电力市场情况下的运营利润。

（参考文章：Advanced integration of LNG regasification power plant with liquid air energy storage: Enhancements in flexibility, safety, and power generation）

案例 2：智利液态空气储能项目项目单位：英国储能厂商 Highview Power 公司项目简介：作为全球唯一一家商业和电网规模液态空气储能系统(LAES)供应商，Highview Power 已经开始在智利太阳能丰富的阿塔卡马沙漠地区开发长时储能项目，采用 50MW/500MWh 液态空气储能系统(LAES)。

储热技术案例 1：商用沙电池储能供热系统项目单位：芬兰 Polar Night Energy 公司项目简介：4 米宽、7 米高的钢制集装箱式储热系统中装入了约 100 吨沙子，有 100kW 的热功率和 8MWh 的储热容量

项目特点：利用可再生能源的多余电力，通过电阻加热沙子来存储热量，在使用时，沙子和空气进行热交换输出热空气，热空气再和水等介质换热来供热。其可在 500 摄氏度的高温下保持数月，尤其适用于长时储能。

案例 2：准备巨型供暖“热水瓶”项目单位：瑞典大瀑布电力公司项目简介：共热能储存设施高 45 米，可容纳 5600 万升的热水。其采用的巨大隔热水箱可让水保持长达 13 个小时的高温。耗资 5000 万欧元的设施，热容量达 200 兆瓦，其储存的热能能不间断地让大量的水保持在接近沸腾的温度，这足以满足柏林夏季大部分的热水需求或冬季所需热水量 10% 左右的需求。

项目特点：“热水瓶”能将可再生能源产生的多余热量转化为热能进行存储，并根据需要释放能量，从而缓解可再生能源供应波动的问题。

案例 3：建造混凝土基商用“热电池”项目单位：EnergyNest 项目简介：“热电池”是一种基于混凝土的储热系统，采用模块化设计，安装在约 6 米长的模块化钢管中，系统既经济又紧凑，能量密度高，热量损失少，容量可从兆瓦时扩展到吉瓦时。项目特点：“热水瓶”能将可再生能源产生的多余热量转化为热能进行存储，并根据需要释放能量，从而缓解可再生能源供应波动的问题。

（四）、其他新能源等动态

1、市场规模或超千亿，虚拟电厂蓄势待发（浙达能源 北极星电力网 2022-08-02 12:20 发表于北京）

自七月以来，“虚拟电厂”领域开始受到广泛关注，在资本市场中，虚拟电厂已成为最热门的概念之一，部分相关概念股悄然大涨。而近期“高烧”不退的天气引起多地用电负荷连创新高，更是为“虚拟电厂”的热度添了一把火。据中金公司测算，我国虚拟电厂行业有望在 2030 年触达 1320 亿元的理论市场空间。虚拟电厂缘何大受追捧？各国为何都在抢占先机？虚拟电厂走红背后，是能源系统数字化转型浪潮来袭。

打开智慧能源新世界的钥匙

事实上，虚拟电厂概念横空出世，并非空中楼阁，而是拥有坚实的发展基础。早在 1997 年，Shimon Awerbuch 博士在其著作《虚拟公共设施：新兴产业的描述、技术及竞争力》便提出了“虚拟电厂”相关概念，我们可以把虚拟电厂（Virtual Power Plants, VPP）理解为一种分布式多类型能源资源聚合管理运行模式，通过先进的信息通信技术和监测控制技术，将海量分布式发电、需求侧和储能资源聚合并统一协调控制，从而作为一个特殊电厂参与电力市场和电网辅助服务并获取收益。

在高科技的加持下，虚拟电厂的投入成本仅为火电厂的 $1/10 \sim 1/8$ ，却能有效应对传统电力系统的诸多挑战：一方面可以灵活地削峰填谷，保障电网高效平稳运行；另一方面能够促进新能源消纳，减少“三弃”现象，降低电网投资成本，还可以为企业、居民等参与者带来补贴收入，实现多方共赢。

欧美国家的多元探索

虚拟电厂的概念一经提出便受到欧洲、北美和亚太多国关注，并形成了适合各国电力市场的多种模式。从 2000 年起，德国、英国、法国、西班牙、丹麦等欧洲国家开始兴起以发电侧资源聚合为主要目标的虚拟电厂项目，并诞生出欧洲最大的虚拟电厂运营商德国 Next-Kraftwerke 公司。大洋彼岸的美国则聚焦用户侧资源，实行需求侧响应（Demand Response, DR），通过市场化激励机制引导用户错峰用电，保障电网系统稳定性，如特斯拉布局家用储能 Powerwall。澳大利亚、日本等亚太国家也在逐步推进虚拟电厂试点项目，探索提升电力供应可靠性与经济性的新模式。

近年来，随着绿色低碳的可持续发展理念逐渐成为全球共识，计量、通信、智能调度决策算法以及信息安全防护技术的不断创新，以及分布式电源、储能、电动汽车的快速发展，虚拟电厂愈发展现出蓬勃活力，成为全球电力行业未来主要发展方向。

我国虚拟电厂方兴未艾

虚拟电厂出现在我国的时间并不长，近年来的发展可谓方兴未艾。随着国家 3060 双碳目标的提出，以新能源为主体的新型电力系统建设迫在眉睫，虚拟电厂凭借协调源、荷、储资源参与电力市场的属性，有望在其中发挥重要作用。在国家及地方政策的积极引导下，虚拟电厂正迎来历史性发展机遇，多家券商近期纷纷发布研报表示，虚拟电厂正处于豹变前夜。

“广东、浙江、江苏等地或成为我国虚拟电厂发展最快的地区，”东北证券分析研报称，“一方面，这些省份具有用电需求大、缺电风险高的特点，发展虚拟电厂迫切性较高；另一方面，这些地区可控负荷较多，具备参与需求侧响应的条件。”而上述提到的这些省份，早在去年此时就已经落地了多个虚拟电厂示范项目，成为国内开拓能源互联之路上的“排头兵”。

2021 年 6 月 21 日，全国首个县域虚拟电厂——浙江嘉兴平湖虚拟电厂首次投入实战应用，该项目聚合了园区、光伏、热电联产自备电厂、储能电站、5G 基站等 6 大类 18 小类源荷资源，实现可调资源街道全覆盖、类型全覆盖，形成可提供日前、日内、实时合计可调负荷 200 兆瓦以上的资源池。

仅三天之隔，全国首个“低碳数字能源互联平台”便在江苏常州正式上线，该平台能够实时监测电能生产的碳排放情况，调动电网中的新能源发电站、充电站、储能设备、可调负荷等资源，促进绿色能源优先消纳，实现节能降碳。

同年八月，宁波虚拟电厂参加浙江省首次组织的辅助服务市场交易并成功中标，标志着宁波虚拟电厂正式启动了电力辅助服务市场交易进程。

以上这些成功案例的背后，是同一家低调的虚拟电厂运营商——浙达能源。依托浙江大学核心团队，浙达能源从 2017 年起便专注研发虚拟电厂技术，拥有 VPP 相关专利技术数十余项，是国内首个实现虚拟电厂全链路贯通运营的运营商。鲜为人知的是，浙达能源虚拟电厂（ZD·POWER VPP）如今已在长三角地区遍地开花，在浙江、江苏全省多个地市区落地建设并运行了多个虚拟电厂。近期由浙达能源主导建设的嘉兴市级虚拟电厂聚合运营示范平台亦成功入选浙江省 2022 年新型电力系统试点项目。

“虚拟电厂能够有效提升电网安全保障水平、推动能源绿色低碳转型，无论是对新型电力系统的建设，还是我们整个社会的可持续发展，都具有重要意义。同时还能帮助广大工商业用户节能降碳、挖掘用能灵活空间、提升能效、管理好自己的用能。”浙达能源 CEO 表示，“可以预见，虚拟电厂参与电力市场将成为未来的新趋势。从市场化角度来说，在国家低碳转型、大量清洁能源接入电网的情况下，灵活可调能力将成为一种稀缺资源，谁具备这样的灵活可调能力，谁就能在未来的市场中占据一席之地。”

在全球能源结构转型的浪潮中，虚拟电厂真正实现了聚沙成塔、以柔克刚，有望成为打开智慧能源新世界大门的关键钥匙。在全球范围内，当前虚拟电厂发展的技术障碍已基本破除，如何更好地实现商业化则是更为复杂的命题，这需要政府、电网、企业、居民等的共同努力，积极探索统筹兼顾各方利益的市场机制，打造清洁低碳、安全可靠、智能开放的能源互联网——相信这股浪潮会引领我们走向更美好的未来。

2、虚拟电厂：运营模式、经济性分析（储能 2022-08-09）

研究成果



- 定义：虚拟电厂的本质及运营模式
- 经济性：虚拟电厂是解决电网负荷的最具经济性选项之一
- 海外对比：虚拟电厂依托发电分散式+配电网大投资+电力现货市场
- 相关标的：思源电气、朗新科技、国网信通、恒实科技、国能日新等
- 风险提示

2



定义：虚拟电厂的本质及运营模式

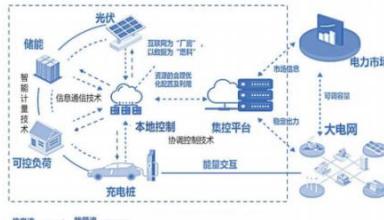
3

虚拟电厂的本质

虚拟电厂 (VPP, virtual power plant) 本质上是将分布式电源 (发电)、可控负荷 (用电)、储能等利用计算机通信网络技术将其聚合成一个虚拟的集中式电厂，来为电网提供需求侧响应的“虚拟集中式电厂”，它不同于微电网，虚拟电厂参与的需求侧响应打破了空间的束缚，通过集控平台进行调节响应。举例来说，上海的分布式光伏电厂可以与江苏的可控负荷组成虚拟电厂，参与华东地区的辅助市场交易。

虚拟电厂的核心是“聚合”和“通信”，虚拟电厂是一种先进的区域性电能集中管理模式，功能在于聚合多分布式能源参与电力市场运行。虚拟电厂是利用物联网和先进通信技术，聚合分布式电源、储能、可控负荷等各类分布式资源形成的电源协调管理系统。

虚拟电厂运营模式



4

数据来源：36氪，东吴证券研究所

虚拟电厂产业链

虚拟电厂产业链包括：上游基础资源、中游系统平台和下游电力需求方。
(1) 上游基础资源：可控负荷、分布式电源和储能设备。可控负荷重点是工业、商业和公共建筑、居民等，不同应用场景负荷可调潜力差异较大，商业和公共建筑可调负荷主要是空调、照明、动力，约占楼宇负荷的25%；居民可调负荷分布散、单点容量小、聚合难度较大。分布式电源指的是小型分布式光伏、风电、水电等机组。储能包括机械储能、化学储能等。
(2) 中游资源聚合商：主要是依靠互联网整合优化供给和需求的信息，增强虚拟电厂的协调控制能力。
(3) 下游为电力需求方：由电网公司、售电公司和大用户构成。

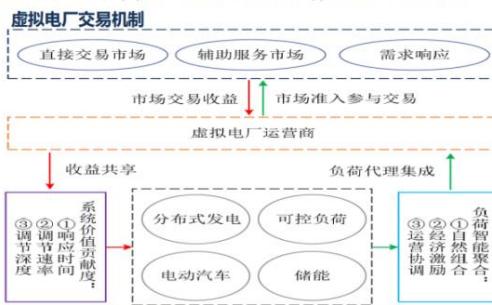


5

数据来源：《36氪》，东吴证券研究所

虚拟电厂类型

虚拟电厂主要分为三大类：负荷型虚拟电厂、电源侧虚拟电厂和源网荷储一体化虚拟电厂。
(1) 负荷型：虚拟电厂运营商聚合其绑定的具备负荷调节能力的市场化电力用户（包括电动车、可调节负荷、可中断负荷等）作为一个整体（呈现为负荷状态）组建成虚拟电厂，对外提供负荷侧灵活响应。
(2) 电源侧虚拟电厂：顾名思义，在分布式电源发电侧建立虚拟电厂。
(3) 源网荷储一体化虚拟电厂：集合发电电源和负荷用电用户，作为集中式电厂，作为独立市场主体参与电力市场，原则上不占用系统调峰能力。当前我国虚拟电厂试点的多为负荷型虚拟电厂，冀北试点的虚拟电厂为国内鲜有的源网荷储一体化虚拟电厂试点。



6

数据来源：《泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术》，东吴证券研究所

经济性：虚拟电厂是解决电网负荷的最具经济性选项之一

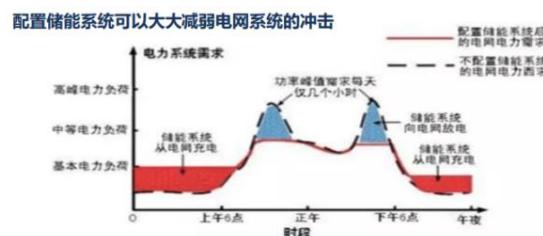
7

储能+虚拟电厂均是新能源发电大发展中电网调峰调频的有效途径

为什么要大力发展储能+虚拟电厂？

(1) 新型电力系统建设中，风电、光伏的新型发电对电网造成了巨大的冲击。电这种资源具有瞬时性，发电、供电、用电在同一时间内完成，而风光伏的发电高峰与我们的用电高峰是不匹配的，近两年频发的电荒事件有很大程度是由于新能源发电和用电的供需错配，而不是发电量的绝对量，我们能够即使响应的稳定能源是不足的。因此在风光伏大发展的过程中，用电发电的供需矛盾、电网的调峰调频问题也会愈发严峻。

(2) 储能和虚拟电厂均是解决电网调峰调频的重要方式。从2020年习总书记在联合国大会上提出“碳中和”发展目标，2021年以来发电侧的风电、光伏发电迎来了高速发展，进入2022年，储能变得愈发重要。不管是发电侧的电化学储能、火电的灵活性改造，还是电网侧的抽水蓄能，用电侧的需求侧响应，到虚拟电厂，都是在解决新能源上网对电网造成巨大负荷，为电网调峰调频的有效途径，虚拟电厂是储能的重要补充。



8

数据来源：北极星电力网、东吴证券研究所

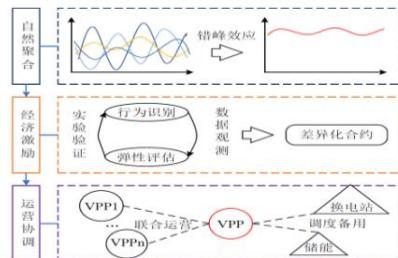
虚拟电厂的作用：削峰填谷、减轻日益增加的电网负荷

(1) 电网侧：为电网提供削峰填谷、减轻电网负荷。碳中和的大背景下，随着风电和光伏的大量接入、电力电子装备增加、对电力系统的平衡调节造成了巨大压力，将需求侧分散资源聚沙成塔，发展虚拟电厂，与电网进行灵活、精准、智能化互动响应，有助于平抑电网峰谷差，提升电网安全保障水平。

(2) 用户侧：降低用户侧用能成本。从江苏等地试点看，参与虚拟电厂后用户用能效率大幅提升，在降低电费的同时，还可以获取需求响应收益。如江苏南京试点项目平均提升用户能效20%；无锡试点项目提高园区整体综合能源利用率约3个百分点，降低用能成本2%，年收益约300万元。

(3) 发电侧：促进新能源消纳。部分时段部分地区的弃风弃光现象仍比较严重，发展虚拟电厂，将大大提升系统调节能力，降低“三弃”电量。

虚拟电厂调度优化机理



9

数据来源：泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术，东吴证券研究所

发展现状：我国虚拟电厂尚处在发展早期，商业模式尚不健全



我国虚拟电厂尚处于早期试点阶段，各地积极开展虚拟电厂试点，江苏、浙江、上海、冀北等地均出现了大型的虚拟电厂试点。2022年6月23日，山西省能源局发布《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》，地方性纲领陆续出台。方案指出，按照虚拟电厂聚合优化的资源类别不同，将虚拟电厂分为两类：负荷类虚拟电厂和源网荷储一体化虚拟电厂。负荷类虚拟电厂运营商应是具有山西电力市场交易资格的售电公司或电力用户；一体化虚拟电厂的运营商是一体化项目主体或授权代理商，并具有山西电力市场售电资格。市场建设初期，负荷类虚拟电厂参与中长期、现货及辅助服务市场，一体化虚拟电厂参与现货及辅助服务市场。虚拟电厂参与现货市场时，仅参与日前现货市场，实时现货市场作为固定出力机组参与出清，待条件具备后，再参与实时现货市场。聚合对象包括电源、负荷、储能三类资源；调节容量初期不低于20MW，且不低于最大用电负荷的10%，后期视虚拟电厂发展情况滚动修正；响应时长：具备按照调节容量要求持续参与响应不小于2小时的能力。

我国虚拟电厂实践案例

地区	主要场景	试点项目	主要响应资源	特点
江苏	需求响应、新能源消纳等	大规模源网荷友好互动系统、大规模源网荷示范工程	可中断/可调节负荷	源网荷控制系统、国内规模最大
浙江	需求响应、削峰填谷等	丽水虚拟电厂、宁波虚拟电厂试点项目、宁波离网光储系统式虚拟电厂等	储能设施、充电桩、居民、楼宇等	国内单次响应体量最大
上海	商业楼宇能源管理、削峰填谷等	城区（黄浦）商业建筑需求侧管理示范项目、虚拟电厂运营项目试点等	工商业负荷、储能等	以商业楼宇为主的虚拟电厂体系
冀北	新能源消纳、广域需求响应等	冀北泛在电力物联网虚拟电厂示范工程等	光伏、电采暖等	多主体参与

10

数据来源：发改委，东吴证券研究所

商业模式：各地试点出台，缺乏顶层设计



一体化的虚拟电厂依托分散式电源、分散式负荷和成熟的电力现货市场。当前我国试点的虚拟电厂多为负荷类虚拟电厂，分散式电源的上网仍严重不足，本质原因在于（1）地方的配电网建设尚不健全，（2）市场化的电力交易机制尚不健全，虚拟电厂的盈利性受到限制。

随着我们分散式风电、分布式光伏大发展，我国配电网大投资也有望迎来高增，承担电力辅助服务、调峰调频的电力交易机制日趋成熟，顶层设计有望加速到来。

广东市场化需求响应交易品种



11

数据来源：发改委，东吴证券研究所

商业模式：各地试点出台，缺乏顶层设计



广东市场化需求响应包括日前邀约需求响应、可中断负荷交易和直控型可调节负荷竞争性配置交易。日前邀约需求侧响应价格上下限为3500元/MWh和70MWh；可中断负荷交易调用价格为5000元/MWh和70元/MWh；直控型可调节负荷竞争性配置交易价格上下限为25-40元/KW/月和0元/KW/月。

2月10日，广东广州市工信厅公开征求《广州市虚拟电厂实施细则（征求意见稿）》的意见和建议，其中提出目标是引导用户通过开展需求响应，实现削峰填谷，逐步形成约占我市统调最高负荷3%左右的需求响应能力。电力用户、负荷聚合商应可申请参与需求响应，需求响应分为邀约、实时两种类型，补贴费用 = 有效响应电量 × 补贴标准 × 响应系数，削峰补贴最高5元/度，填谷补贴最高2元/度。

广东市场化需求响应电价补贴标准

序号	响应类型	提前通知时间	补贴标准(元/千瓦时)	响应系数
1	邀约削峰响应	提前1天	0-5	1
2	邀约削峰响应	>4小时		1.5
3	实时削峰响应	—	0-2	3
4	邀约填谷响应	提前1天		1
5	邀约填谷响应	>4小时		1.5
6	实时填谷响应	—		3

12

数据来源：发改委，东吴证券研究所

海外对比：虚拟电厂依托发电分散式+配电网大投资+电力现货市场

14

虚拟电厂的成熟依托于发电侧分散式提高+配电网大投资+电力现货市场

为什么海外特别是德国、美国虚拟电厂大发展？为什么我国现存试点的虚拟电厂多为负荷侧虚拟电厂而非一体化虚拟电厂？

(1) 参考德国、美国虚拟电厂的快速发展，欧美的电价均为较为市场化的电价制度，为工商业用户对分布式、户用储能以及虚拟电厂的发展提供了经济性；

(2) 随着国内集中式绿电的资源开发趋于成熟，分布式的资源开发也将进入加速阶段。当前我国的虚拟电厂试点多为负荷侧虚拟电网，分布式电源接入非常少，一个本质的原因在于我国的配电网建设还不够完善。

因此，成熟的电力现货市场为虚拟电厂的商业模式提供经济性、分布式电源+配电网的大发展为虚拟电厂的发展提供必要性。

建设背景	美国加州	德国
市场机制基础	净负荷呈现高爬坡率与过发电	推动清洁能源市场机制
虚拟电厂资源特点	较为成熟的需求响应市场机制	能量市场与辅助服务市场解耦
创新市场机制	以负荷侧灵活性资源、分布式储能为主	资源多样，存在许多独立的VPP运营商
市场组成	需求响应资源市场机制、分布式能源供应商市场机制	缩短调频备用服务招标周期与服务时间降低最小竞标容量要求
市场准入	日前、实时能量市场与日前、实时旋转备用/非旋转备用市场	FCR、aFRR、mFRR
报价出清	容量最低准入门槛，PDR需位于同一子负荷区域，DERP存在聚合容量上限	满足调频备用服务参数，完成资格预审测试
结算	通过SC报价与结算，响应偏差超过10%予以惩罚，投标信息包括分配因子	在招标平台上申报容量与价格
	根据边际出清价格，备用市场以中标容量与调用电量两部分结算	FCR以边际出清价格对中标容量结算；FRR根据报价对中标容量与调用电量结算

15

数据来源：《虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴》，东吴证券研究所

欧洲最大虚拟电厂Next Kraftwerke经验

Next Kraftwerke的成功基于德国市场化的电价交易机制，为虚拟电厂的盈利提供了非常好的商业模式。

Next Kraftwerke是德国一家大型虚拟电厂运营商，也是欧洲最大的虚拟电厂运营商。它创立于2009年，是欧洲电力交易市场(EPEX)认证的能源交易商，在EPEX SPOT和EEX等欧洲交易所可以参与能源的现货市场交易，在七个欧洲输电系统运营商(Transmission System Operator) TSO地区提供平衡服务。Next Kraftwerke通过中央控制系统的M2M实时通信，将来自沼气、风能、太阳能、垃圾等可再生能源与商业和工业电力用户以及储能系统汇集在一起。截至2020年6月，Next Kraftwerke已有9516个聚合单元，8179兆瓦联网装机容量，627.7百万欧元营业额，15.1T瓦时能源交易量。

德国虚拟电厂已大范围商业化，主要应用场景为通过电力市场的灵活电价，引导电厂管辖内系统优化发用电成本，优化交易收益。已形成了完整的市场生态链和商业模式，并已经历了第一轮市场整合。德国虚拟电厂配套的上中下游产品已逐渐完备，虚拟电厂除直接参与电力市场进行交易之外，溢价部分与客户分成参与电网系统辅助服务(二次、三次调频)来收取服务佣金，与此同时：针对城市供电公司、大型工业用户、部分针对小用户的都有相应的售电套餐。

适合我国的电力市场发展方式



16

数据来源：《虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴》，东吴证券研究所

相关标的：思源电气、朗新科技、国网信通、恒实科技、国能日新等

17

相关标的

	公司	总市值 (亿元) 主要业务
配电网		
	思源电气	359输配电设备行业内少数几家具备一次设备、二次设备研发生产能力厂家之一。
	三峡水利	202三峡集团下属重庆配电网龙头，配售电一体化服务。
用电端信息化提取		
	朗新科技	331用电端信息化提取龙头，已成功打通充电桩信息化。
发电侧功率预测		
	国能日新	59发电侧功率预测行业龙头，稀缺新能源SaaS。
虚拟电厂平台		
	国网信通	200背靠国家电网，致力于云网融合的电力数字化服务。
	远光软件	113背靠国家电网，电力信息化软件龙头。
	恒实科技	42我国首个虚拟电厂冀北虚拟电厂的建设者。
	东方电子	111参与多个城市级虚拟电厂、负荷聚合商级虚拟电厂、园区级虚拟电厂。

18

数据来源：Wind, 东吴证券研究所（截至2022.7.18）

（五）、国外节能动态

1、赴伊拉克投资政治风险浅析（原创 国复咨询 走出去情报 2022-08-02 07:26 发表于北京）

2017年，伊拉克政府宣布打击“伊斯兰国”取得最终胜利，国内安全环境得到大幅改善，伊拉克随之进入新一轮战后重建期。一方面，2014年“伊斯兰国”崛起前已达成的国际合作协定经过重新谈判后开始执行。另一方面，伊拉克政府利用国际资金和石油财富，规划新发展领域，构建新发展格局。在此期间，新一轮战后重建形成几大鲜明特征：政府主导基础设施投资，优先发展油气领域，大力推动国际合作，重建方式转型升级。伊拉克的三大热门工程承包和投资领域已经形成，分别是传统能源、电力新能源和基础设施建设*。

详情参阅国复往期文章：伊拉克工程市场持续升温，三大热门领域正在形成新冠疫情全球蔓延以来，伊拉克经济经历了由疫情打击下的衰退到能源托举下的恢复的过程。

展望 2022 年及未来几年伊拉克的经济发展趋势，不同的权威机构给出了类似的参考答案——在高度依赖能源的“地租型经济”(Rentier Economy)模式下，伊拉克经济将在 2022 年继续大幅增长(10%)，在未来几年跟随油价回落而发展趋缓(3-5%)，而因为国际能源价格波动及黑天鹅事件具有较大的不确定性，甚至有再度陷入衰退的危险。鉴于中国与伊拉克的传统友谊和密切的经贸合作关系，在双方政府的鼓励和推动下，中资企业参与伊拉克投资建设活动增多已成确定趋势。自 2019 年伊拉克大规模示威游行导致政府更迭至今，伊拉克政权危机下的政治稳定问题日益突出，或成为未来影响海外投资的关键风险因素。本篇将重点就当前在伊投资面临的政治风险因素做简要分析。

宗派政治矛盾持续，大选未定影响政局 2003 年伊战结束后，伊拉克建立起议会联邦制政体。然而，其什叶派、逊尼派和库尔德民族“三足鼎立”的政治历史和现实，使伊拉克形成独特的政治分权体制*，时至今日演变为复杂多变的宗派政治格局。宗派矛盾持续升级和碎片化发展，成为影响当前伊拉克政治稳定的第一大因素。

*按照伊拉克政治分权体制，选举人数占据多数的什叶派政党往往为议会第一大党，获得推举政府总理的权力；库尔德人政党和阿拉伯逊尼派政党分别获得推举总统和议长的权力。

2021 年 10 月，伊拉克举行了最新一次国民议会选举，由伊拉克什叶派宗教领袖萨德尔领导的“萨德尔运动”党获得 73 个席位(共 329 个议席)，成为议会第一大党。按照伊拉克选举程序，国民议会应于 2022 年 1 月举行首次会议，并在随后 30 天内推选出新总统，此后由新总统指定议会最大党团推出人选出任总理，最后由总理组阁。然而，一是负责总统推选的库尔德政党——库尔德爱国联盟与库尔德民主党之间发生严重分歧，导致总统人选迟迟不能确定，无法履行指定总理程序；二是什叶派政党联盟内部关于总理人选亦存在分歧，导致总理人选不能顺利确定。政党分歧扩大，对伊拉克形成稳定的政局造成阻碍。

截至 2022 年 7 月，伊拉克已近 10 个月处于“无政府”状态，创下本国无(正式选举的)国家元首和政府领导人持续时间最久纪录。截至 2022 年 7 月，伊拉克政府 2022 年预算尚未获得议会批准，亟待解决的基础设施项目建设和经济改革支出拨付受到影响。“政局瘫痪”将严重阻碍社会经济的持续发展，而被外界所赞赏为改革派的卡迪米和萨利赫政府，随时面临下台可能，其改革政策的连续性也存在中断的风险。

*当前穆斯塔法·卡迪米政府自 2020 年 5 月上台后为临时政府，2021 年 10 月伊拉克国民议会大选后转为看守政府。



△ 根据公开报道，近期北方工业、中国路桥等中企正在与伊拉克政府商谈铁路项目投资合作*

*走出去情报往期新闻：北方工业与伊拉克探讨铁路项目投资

*关于伊拉克轨道交通领域项目机遇情况，可参阅国复往期文章：市场机遇！伊拉克发力交通基建领域

中央地方冲突问题，或致国内政局动荡 2003 年后，伊拉克改为联邦制共和国，2008 年通过并于 2013 年修改的宪法，赋予各省更多的自主决策权。在宗派主义盛行下，伊拉克面临中央集权与地方分权冲突的风险。最为明显的特例是库尔德自治与独立问题。库尔德民族是中东地区人口仅次于阿拉伯人、土耳其人和波斯人的第四大民族，在奥斯曼帝国崩溃后，其人口聚居区被人为分割至伊朗、伊拉克、叙利亚和土耳其等国，民族独立意愿强烈，其独立运动自 20 世纪中期至今遭到上述各国政府镇压。萨达姆当政时期，曾对伊拉克境内的库尔德地区进行严厉镇压。在 2003 年伊拉克战争结束后，库尔德地区在美国等支持下，成立自治区，实际处于半独立状态。

在参与伊拉克国家民主政治进程中，库尔德人倾向于将本地区、本民族利益优先于国家利益考量，在打击“伊斯兰国”期间，库尔德自治区趁机扩充自身控制地域范围及油气资源。库尔德地区曾于 2017 年举行独立公投，为自身谋求更大的自主权力获得更多政治筹码。除最突出的库区问题外，安巴尔省、巴士拉省、迪亚拉省、基尔库克、尼尼微、萨拉丁等多省份政府，皆根据宪法赋予的权利不定时向伊拉克中央政府发起权力挑战，要求获得更多的自治权限。



△ 伊拉克底格里斯河畔，有中国企业建设的华士德电厂和苏维拉污水处理厂

政治抗议冲突不断，影响政局稳定发展在伊拉克，政治抗议不仅是社会表达对政策和政局不满的手段，也是政党之间夺取政治话语权的重要途径。2019 年起，因为对国家政治腐败、社会经济发展等问题不满，伊拉克民众开始大规模抗议，最终导致伊拉克前总理阿迪尔·阿卜杜勒·马赫迪下台。2022 年以来，因对伊拉克政治及政党纷争的不满，国民议会第一大党萨德尔运动党领袖穆格塔达·萨德尔号召该党议员集体辞职以示抗议，并号召其支持者进行示威游行并冲击议会，对伊拉克政治局势变化正在产生重大影响，或导致议会重新选举，以及

政党势力变动。未来，任何政党纷争、政府腐败、社会经济问题，在正常途径无法解决的情形下，都可能通过大规模社会抗议寻求政权更迭进行解决，将对外资投资的稳定和安全造成不利影响。国际关系环境恶化，影响国内发展安全。伊拉克正在面临动荡的国际和周边环境带来的发展安全问题，给本国的商业环境改善带来严重阻碍。首先是俄乌冲突，在给伊拉克带来能源收入增加的同时，导致其国内粮食安全、通胀等问题加重，影响社会稳定。其次，全球和地区大国突破伊拉克边境进行军事活动，对伊拉克境内的投资安全产生不利影响。

2020年1月以来，围绕美军刺杀伊朗高级将领苏莱曼尼事件，美军和伊朗军队在伊拉克境内展开袭击交锋。2022年7月，土耳其政府跨境对伊拉克库尔德自治区境内的库尔德工人党进行打击，并造成多名伊拉克平民死亡和受伤。类似的跨境军事行动，无视伊拉克领土和主权安全，对在伊进行投资活动产生一定的安全威胁。民间武装力量壮大，威胁政治稳定。在打击“伊斯兰国”过程中，伊拉克政府曾允许各地方、部落、党团组建武装民兵组织，发放补贴，并要求其配合政府清剿“伊斯兰国”武装组织，发挥积极作用。

然而，这一使命完成后。由多利益团体控制的民兵组织既未就地解散，也未归顺政府，仍保持其独立性和武装组织特性，打破了政府合法垄断暴力的地位。民兵组织领导团体逐步参与政党政治，并通过其武装活动对当前的政党活动施加压力，加剧了伊拉克政治局面的复杂性和不稳定性。

未来，一旦武装组织类政党参政受阻，将对地方政治生态产生较大的不利影响。近端时间以来，因伊拉克政治生态的系统性问题和大选未定所形成的混乱局面，以上政治风险因素特征明显，值得赴伊和在伊投资经营企业的高度警惕。



△ 2022年7月30日，萨德尔运动党支持者进入伊拉克议会大楼进行抗议活动

除此之外，伊拉克社会安全风险不容忽视，“伊斯兰国”等恐怖组织势力尚存，在叙伊、土伊边境一带活动；库尔德自治区因长期容留被土耳其视为恐怖组织的库尔德工人党，其边境近期遭到土耳其越境袭击，已造成人员伤亡；巴格达、巴士拉等大型城市，及其宗教混合居住地区，皆可能因冲突导致极端暴力事件发生……以上不同类别的安全事件发生，皆可能对企业人员安全产生威胁。伊拉克疫情风险未消，亦对生产经营安全和效率产生影响。伊拉克疫苗接种率不足，新

冠疫情仍在继续。2022年7月初，伊拉克境内报告超过160例霍乱感染及2例死亡病例，在伊拉克卫生条件受限的情况下，其蔓延可能导致的危害不容忽视。

小结

一切投资风险，最终造成的影响将反映到投资收益下降、投资安全受到威胁等结果上。然而，风险与机遇并存。在多重投资风险存在的情况下，伊拉克仍然成为国际投资开发商密切关注和热情参与的中东投资热土。而如何规避风险，将成为投资成功与否的关键，值得每一家进入伊拉克市场的企业研究和探索。

2、“一带一路”看央企，一大批中国标准基础设施项目在海外加速落地！ (国资小新带路高参私享汇 2022-08-09)

今年以来本着高标准、可持续、惠民生为目标一批由央企参与打造、以中国标准建设的基础设施项目在海外落地成为高质量共建“一带一路”的标志性工程

▲新闻30分 | 《一批中国标准基础设施项目海外落地》

01 雅万高铁动车组，预计在本月中旬运往印尼



8月5日，为雅万高铁量身定制的中国标准高速动车组和综合检测列车成功下线，在完成相关准备工作后，预计在本月中旬运往印尼。而在印尼当地，高铁施工也在全面推进，目前，雅万高铁整体项目进展达八成以上。



雅万高铁是东南亚首条高速铁路，是“一带一路”倡议和“全球海洋支点”构想对接的重大标志性项目，采用中国技术、中国标准、中国装备，是中国高铁首次全系统、全要素、全产业链在海外落地的典范工程。

此次下线的雅万高速动车组，由中国中车旗下中车四方股份公司研制，列车最高运行时速 350 公里，依托世界商业运营速度最高的中国“复兴号”动车组技术平台，融合印尼本土文化，适应印尼当地运用环境，为雅万高铁量身定制。采用 4 动 4 拖 8 辆编组，总定员 601 人，具有技术先进、安全智能、环境适应力强、舒适环保、本土特色鲜明等特点。

02 开通 8 个月，中老铁路多项数据再刷新

连接云南昆明和老挝万象的中老铁路是首条以中方为主投资建设、全线采用中国技术标准、使用中国装备并与中老铁路网直接连通的国际铁路。中央企业作为中老铁路的建设参与者，为加快建成中老经济走廊、推动共建“一带一路”提供有力支撑。

截至目前，中老铁路开通已满 8 个月，已累计发送旅客 554 万人次，其中，国内段 484 万人次、老挝段 70 万人次。7 月份进入暑运之后，中老铁路全线单月发送旅客 145 万人次，达到历史最高。此外，中老铁路累计发送货物 600 万吨，其中跨境货物 106 万吨。中老铁路客货运输打破了多项数据纪录。



目前，国内已有 21 个省（区、市）先后开行了中老铁路跨境货物列车，货物运输已覆盖老挝、泰国、缅甸、马来西亚、柬埔寨、新加坡等国家和地区。中老铁路国际货物联运从开通初期日均 1 对，增加到现在的每天 5 至 6 对。

作为中国和克罗地亚共建“一带一路”和中国-中东欧国家合作的标志性项目，中交集团承建、欧盟基金出资的单体最大项目——克罗地亚佩列沙茨大桥在不久前顺利通车，它是一座长 2440 米、宽 22.5 米的公路斜拉桥，横跨克罗地亚南部亚得里亚海的小斯通湾，连接该国大陆与佩列沙茨半岛。

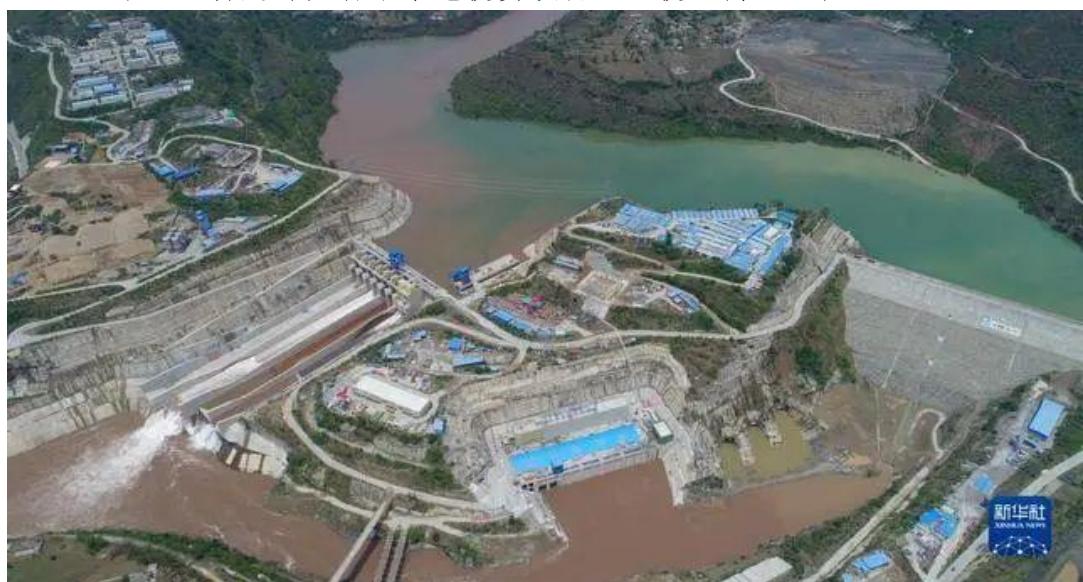
为了达到主体工程设计使用寿命 100 年，工程验收合格率 100%，工程品质、质量管理、现场管理均达到欧盟水准的质量管理目标，桥梁建设过程中诞生了超长钢管桩一次性打入、新型组合套箱结构、C85 高强自密实混凝土、EXC4 高等级钢箱梁装配化施工等十余项创新技术及工艺，节约成本逾亿元。累计获批专利 24 项，取得 30 项重大突破创新。多方标准在这里融合碰撞，技术创新、工艺改

进……一系列成果在中外思维碰撞中诞生，成功实现了用“中国技术”打造国际高标准的创新之桥。

03 佩列沙茨大桥通车，赢得克罗地亚人民称赞



04 中巴经济走廊，首个水电投资项目全面投入商业运营



由中国三峡集团为主投资开发的中巴经济走廊首个水电投资项目——巴基斯坦卡洛特水电站6月29日全面投入商业运营。该项目的建设不仅采用了大量中国设备，还引入了中国的管理经验和技术标准。卡洛特水电站位于巴基斯坦旁遮普省卡洛特地区，是杰赫勒姆河梯级水电规划的第四级。项目于2015年4月破土动工，总投资约17.4亿美元，总装机72万千瓦，投产后预计每年可节约标准煤约140万吨，减少二氧化碳排放350万吨。

05 中企承建轻轨项目，首次落户发达国家



近日，全部用中国技术、中国装备，按照中国标准，由中国中铁承建的特拉维夫轻轨红线项目正在进行最后的跑车调试，居民们不久就可以乘坐轻轨出行了，也结束了以色列海滨城市特拉维夫没有一条轻轨这一历史。根据设计方案，特拉维夫轻轨系统共规划有红线、绿线、粉线、黄线、紫线、蓝线、棕线及橙线8条线路，全长220公里，总投资约1000亿谢克尔（约合293亿美元）。预计2030年客流量将达4.27亿人次，日均客流量142万人次。红线是重中之重，是以色列建国以来最大的政府特许基础设施建设项目，也是特拉维夫轻轨系统首条线路。

06 喀麦隆首条中国标准建设高速公路通车



7月29日，喀麦隆首条采用中国标准、由中交集团所属中国港湾设计建造的高速公路——克里比-罗拉贝高速公路正式投入运营。克里比-罗拉贝高速公路全长

约 38.5 公里，双向 6 车道，设计时速 110 公里。此外，公路沿线设互通式立交 2 座、分离式立交 3 座、主线收费站 1 座和匝道收费站 1 座。该项目于 2014 年 12 月正式开工，2021 年 9 月完工。克里比-罗拉贝高速公路的通车是突破当地经济发展瓶颈的关键步骤，将改善当地营商环境、创造就业。

07 安哥拉饮水工程惠及当地 3 个城市 7 万余人



近日，由中国中铁所属中铁四局市政公司承建的安哥拉比耶省城市供水项目运营期结束，完成最终移交工作。采用中国标准设计的比耶省 LCC 城市供水工程项目于 2016 年 8 月 18 日开工建设，2019 年 6 月 14 日正式投入运营，运营维保期 3 年，是安哥拉一项重点民生工程，运营后大大提高了比耶省 3 个城市的供水能力，解决了沃加市、库恩巴市和尼亚雷阿市 3 个城市约 7 万人的饮水不足和饮水安全问题，对提升当地居民生活质量和城市形象，促进当地社会经济的发展具有重要意义。

3、后巴黎时代，“一带一路”能源投资如何转型？（原创 陈柯焱 能源新媒体 2022-08-09 14:02）

中国参与“一带一路”能源投资绿色转型，不仅有利于沿线各国人民的福祉，也符合全人类的共同愿景。

文 | 陈柯焱 吴律城 叶桐 周云亨
作者供职于浙江大学

作为《巴黎气候协议》的缔约方之一，近年来，中国正在积极履行国际减排义务。在国内，我国在大力推动产业转型升级，实现经济高质量发展的同时，已经明确提出了到 2030 年实现碳达峰以及到 2060 年实现碳中和的目标。

在国际上，自“一带一路”倡议实施以来，我国在沿线国家的能源投资成果丰硕，一大批标志性能源合作项目顺利落地，取得了良好的经济和社会效益，给各国人民带来了实实在在的好处。然而，“一带一路”能源投资还必须与气候变

化这一关乎人类命运的全球性公共议题相结合，如何将生态文明、绿色发展融入当地经济发展也面临一些挑战。



能源投资转型面临的挑战

后巴黎协议时代，中国“一带一路”能源投资的绿色转型之路十分艰难，其背后有着深层次的结构性原因。“一带一路”沿线国家的能源供需失衡、中国的大国角色定位难题、中美战略博弈等因素都会阻挠中国在“一带一路”沿线国家开展新一轮的绿色能源投资。具体来说，我们可以从东道国、投资国（中国）和第三方国家三个视角探讨目前中国在促进“一带一路”能源投资绿色转型方面面临的挑战。

从东道国来看，中国在“一带一路”沿线进行能源投资对象大多为发展中国家。根据世界银行数据，“一带一路”沿线半数以上国家人口城市化水平不到50%，有1/3国家还不到35%，这些国家总体上还处于城市化初级阶段，人口规模、工业化和城市化都处于增长期，能源消费需求高涨。由于经济发展和技术水平滞后，能源开发和利用率低，“一带一路”沿线国家的能源供给无法与快速增长的能源需求相匹配，面临着较为严重的能源短缺问题。

以中国在“一带一路”沿线重要的能源投资对象巴基斯坦为例，该国长期以来饱受能源短缺的困扰，2009-2017年更是遭遇了史上最严重的能源危机，居民生活用电难以保证，很多行业因缺电被迫停工停产，限制了国民经济的发展。

在经济技术落后和能源供需失衡的恶性循环下，“一带一路”沿线国家对低成本的煤炭能源投资产生了很强的依赖性。同时，新冠肺炎疫情的传播更加凸显了“一带一路”沿线国家在全球能源转型中的不利地位。

在发达国家，充足的资金供应保证了对化石能源行业的援助和向替代能源的过渡得以同步进行；而在“一带一路”沿线的中低收入国家，疫情加剧了融资困难，阻碍了对燃料转型和替代能源基础设施的投资。综上所述，高需求、低供给、低替代的“一高两低”模式决定了在后《巴黎协议》时代，“一带一路”沿线国家接受的能源投资仍将以传统的化石能源项目为主。

从投资国自身来看，中国在“一带一路”能源投资中面临着角色定位难题。

一方面，作为目前全球最大的碳排放国，中国如何采取行动，履行《巴黎协议》的承诺将不可避免地受到国际社会成员的密切关注。尽管中国无权对“一带一路”沿线国家的碳排放量做出承诺，但如果中国企业继续在这些国家开展大规模化石能源投资，将会间接造成区域碳排放量的持续增长，这既不利于实现《巴黎协议》的总体目标，也不利于展现中国在全球气候治理进程中的大国担当。

另一方面，作为“一带一路”倡议的发起国，中国有责任响应沿线国家的发展需要。在过去的几年内，中国在“一带一路”沿线国家的能源投资不仅为自身带来了经济效益，也极大缓解了当地的能源短缺问题。

如果中国在短期内减少甚至撤出化石能源投资，可能会对东道国的能源供给产生不利影响，影响“一带一路”倡议的公信力。而新能源投资面临着商业模式新、投资回报周期长等问题，在短期内难以完全弥补传统能源投资项目退出后造成的投资不足问题。

基于上述两点考虑，在未来几年内中国可能会有选择性地削减“一带一路”化石能源投资。虽然中国已于2021年停止了对“一带一路”沿线国家的煤炭投资，但在同年加大了其他化石燃料的投资力度。与2020年相比，2021年中国在“一带一路”沿线国家油气领域的投资额增加了三倍左右。

从第三方国家视角看，进入后巴黎时代后，以美国为首的西方国家与中国开展全面战略竞争并且试图遏制“一带一路”倡议的总体目标不大可能会发生变化。拜登政府的对外政策核心目标是重振美国的世界领导力，这其中就包括让美国重返《巴黎协议》，与中国开展在全球气候治理领域的主导权竞争。

同时，考虑到“一带一路”倡议日益增长的影响力，拜登政府很有可能会利用《巴黎协议》的有关条款，以应对气候变化为由，在“一带一路”基础设施项目实施上以高标准要求中国对环境负责，并且通过在七国集团会议上提出的“重建更好世界”倡议同“一带一路”倡议展开竞争。

此外，美国还可能会通过替代性援助等手段，一边将美国技术和资本引入“一带一路”沿线国家，以压缩中国新能源项目的投资空间，一边用“经济威权控制”等理由游说有关国家抵制中国投资，以“胡萝卜加大棒”的方式阻挠中国在“一带一路”沿线国家的能源投资。

除美国以外，欧盟在海外能源投资方面正积极与中国展开竞争。由于希望保持自身在新能源领域的核心技术和品牌方面的领先优势，欧盟国家或将采取加强反倾销调查等针对中国新能源企业的措施，这将给中国参与“一带一路”能源投资绿色转型带来新的挑战。

能源投资向绿色转型

尽管面临着诸多挑战，中国在“一带一路”沿线国家能源投资绿色转型方面已经取得了巨大进步，尤其自《巴黎协议》签署以后，中国作为缔约方之一更是承担起了相应的责任和义务。

一方面，中国坚持推进煤炭项目节能降耗减排，在“一带一路”国家的煤炭项目投资自2015年到达峰值后一直呈平稳下降趋势，并于2021年正式清零；另一方面，中国开展了一大批清洁能源项目，可再生能源投资占“一带一路”能源总投资额的比例不断上升，风能、太阳能和水电已成为新的投资热点。

从目前的趋势看，中国在“一带一路”沿线国家的能源投资增量总体上将以清洁能源为主，同时将进一步改造升级投资存量，以便在满足当地人民生产生活的同时，兼顾生态等目标。

具体来说，中国应继续坚持不在“一带一路”沿线国家投资建设煤电项目，同时更明智地在石油、天然气领域展开投资，并且稳步提升清洁能源投资比重。在改善能源投资结构的同时，作为“一带一路”倡议的发起国，中国也要注意维护负责任的合作伙伴形象，不能过早撤出现有的化石能源投资项目，造成东道国能源的供不应求。

相反，中国可以对已投资的“一带一路”化石能源项目在原基础上利用洁净煤技术等进行清洁化改造，在避免造成供需错位的基础上进行能源投资的转型升级，以兼顾有关国家的合理发展关切。除了直接投资之外，中国也要进一步加强与“一带一路”沿线国家的文化和科技交流，传递可持续发展价值理念，促进绿色发展观深入人心，同时帮助沿线国家提升技术水平和基建能力，完善新能源产业体系，营造有利于绿色投资进入的基础设施环境。

在后巴黎时代，应对气候变化威胁，加快能源消费结构转型升级，促进经济高质量发展，是国际社会的共同目标。中国参与“一带一路”能源投资绿色转型，不仅有利于沿线各国人民的福祉，也符合全人类的共同愿景。中国应继续扮演好“一带一路”首倡者和引领者的角色，在不违背气候承诺的前提下，向沿线国家及其人民提供力所能及的援助，以促进区域经济一体化的实现和高质量共同发展。

三、中国建材集团、中材节能动态

1、世界 500 强 | 中国建材集团继续稳坐全球建材企业榜首（中材国际 2022-08-03 17:24 发表于北京）

《财富》世界 500 强新鲜出炉

中国建材集团连续第 12 年入围榜单今年我们的排名为——第 196 位
继续稳坐全球建材企业榜首

8 月 3 日，2022 年《财富》世界 500 强排行榜发布，中国建材集团以 644.17 亿美元连续第十二年入围该榜单，位列 196 位，继续稳坐全球建材行业榜首位置。同时上榜的建材企业还有法国圣戈班集团排 252 位，安徽海螺集团排 353 位，爱尔兰 CRH 排 460 位。

2021 年面对复杂严峻的外部环境、艰巨繁重的发展任务，中国建材集团认真贯彻党中央、国务院决策部署，坚定不移稳中求进、稳中提质，扎实开展各项工作，全体干部员工团结拼搏、迎难而上，为服务“六稳”“六保”作出了积极贡献，向党和人民、向股东交出了优异答卷。集团 2021 年实现营业收入 4155 亿元，同比增长 5%，利润总额同比增长 27%，净利润同比增长 42%，统筹规模与质量、速度与效益、安全与发展，提质增效实现稳增长。

此次公布的世界 500 强企业名单中，中国公司数量达到了 145 家，总数继续位居各国之首。在这 145 家中国企业中，中国建材集团作为建材行业唯一一家央企，始终心系国之大者、打造国之大材，以改革转机制、以创新促发展，由一家以水泥一业为主的建材产业集团快速转型为“基础建材、新材料、工程技术服务”三足鼎立的材料产业投资集团，成为全球最大建材制造商、世界领先新材料开发商和综合服务商。

今年上半年，中国建材集团牢牢坚持稳中求进总基调，知重负重、迎难而上，保持各项工作稳中向好态势，经营质量不断提高，实现利润总额同比增长 8%，净利润同比增长 10%，荣获 2021 年度和 2019-2021 年任期经营业绩考核“双 A”、2019-2021 年任期业绩优秀企业。6 月 13 日，集团正式获批转为国有资本投资公司，成为首批 5 家“转正”的央企之一。下一步，中国建材集团将继续加快建设产品卓越、品牌卓著、创新领先、治理现代的世界一流材料产业投资集团，为助力推动国民经济平稳健康发展作出积极贡献。



2. 中国建材：创建一流国有资本投资公司（水泥网 APP 2022-08-10 19:07 发表于浙江）

中国建材集团有限公司（以下简称中国建材）由原中国建筑材料集团和原中国中材集团两家央企重组而来。

在发展历程中，始终坚持专业化整合的发展战略，在不同的业务领域、不同的市场区域推进多层次的专业化整合。

充分发挥要素协同效应、资源聚集效应，逐步发展成为全球最大建材制造商、世界领先新材料开发商和综合服务商，在产业链、价值链上占据了有利地位，企业在行业中的竞争力、影响力、控制力不断提升。

聚焦国有资本流动增值 以专业化整合促进高质量发展

自 2016 年完成“两材”重组以来，中国建材聚焦国有资本流动增值和高质量发展，在集团范围内开展了多项专业化整合，目的是打造边界清晰、主业精锐、具有产业链控制力的主产业平台。

加快同类业务整合。“两材”合并之初，由于历史原因，集团的水泥业务分散在 8 家公司（含 3 家 A 股上市公司），导致资源配置低效、机构人员重复等多种不利影响，降低了集团基础建材板块整体竞争力。

为此，中国建材对基础建材业务实施分步整合，先将非上市水泥公司的资产全部注入新疆天山水泥股份有限公司（简称“新天山”），而后针对 2 家上市水泥公司宁夏建材、祁连山水泥实施整合。

通过整合，新天山成为全球最大的水泥上市公司，在水泥、商品混凝土、骨料业务上构建出分布于全国主要市场的核心利润区，通过规模优势形成了市场优势地位，有效提升了产业链控制力。

开展产业链上下游业务整合。中国建材的工程技术服务板块业务最初分散于 3 家公司（1 家为上市公司），另外还有 1 家采矿工程服务公司，是水泥工程业务的上游产业。在工程技术服务板块整合过程中，中国建材一方面以上市公司中材国际为主体，通过发行股份和支付现金将另外 2 家水泥工程公司合并；

另一方面根据产业链上下游协同原则，将采矿工程服务公司装入中材国际，既促进中材国际的业务类型多元化发展，又大幅提升采矿工程企业的市场空间，实现“1+1>2”的整合效果。

持续推进整合后的管理融合与业务协同。整合只是起点，更重要的是整合后的业务重构、发挥协同效应。

新天山在完成整合后，首先打破原有组织架构，按市场区域进行业务重组，分别组建了 14 个区域公司，实施了集中采购降低成本，引入了管理人员全体竞聘上岗，不断提升企业管理水平；

其次进一步细分业务，组建了专业化的商品混凝土和骨料业务平台，将原来分散在各水泥公司的商品混凝土业务和骨料业务合并，推进实施统一运营模式、统一成本管控、统一营销策略，实现更加精专的“子产业”专业化整合。

聚焦上市公司价值提升 以专业化整合创建一流上市公司

始终坚持资产证券化的整合方向。中国建材在专业化整合过程中，始终坚持将非上市资产通过证券化增强流动性的整合方向，让国有资产、非国有资产通过资本市场实现价值发现。

始终坚持维护上市公司市值稳定。中国建材开展的专业化整合均依托上市公司实施，需要高度重视上市公司的市值稳定。在重组过程中，中国建材通过优化股权方案，使上市公司股东能够分享业务的效益增长，维持其市值稳定。

始终坚持互利共赢。中国建材立足于从战略高度、参与各方角度去思考整合大局，综合考虑股价表现、业务和财务情况、未来增长预期以及过往可比交易的定价情况，兼顾各方股东的利益来确定方案，使专业化整合能够顺利推进。

注重与监管机构沟通，通过拜访主管部门、开展多轮沟通、积极解答疑惑，争取监管机构的支持。

注重与投资者沟通，向投资者讲述极具吸引力的投资逻辑，开展周密的路演和市场公关，使投资人充分了解整合后的战略方向、协同效应和潜在价值提升。

聚焦多方合作 共同做强做大国有资本和国有企业

加强央企之间的合作。中国建材重组上市公司过程中，通过与央企集团深度合作实现双赢。

一方面提高了国有资本流动性；另一方面将实现产业链上下游的合作贯通，强化协同，使央企集团主业迸发新的活力，实现互利共赢；并且有利于解决同业竞争问题、兑现资本市场承诺。

加强央地之间的合作。中国建材整合过程也得到了地方国资委的大力支持，合作带来的产业协同效应将推动当地产业的长期发展，共同推动地方的经济和相

关产业发展，也将促进当地产业结构转型。通过一次次专业化整合，中国建材与地方政府的合作关系得到了进一步加强。



四、竞争对手动态

1、中材建设签约阿尔及利亚水泥库项目（带路高参私享汇 2022-08-09 11:39 发表于北京）

2022年8月2日，阿尔及利亚霍尔希姆(Holcim)公司与中材建设签约 OGGAZ 2*4800 吨水泥库项目。阿尔及利亚 Holcim 公司的 CFO Mr. Mohamed Ben Driss Alami、商务总监 Mr. Zine-eddine Abib 与中材建设阿尔及利亚公司常务副总经理高洪昌共同在合同上签字。该项目是中材建设与阿尔及利亚 Holcim 公司继 CILAS 水泥厂项目后的又一次牵手合作，为双方在阿的长足合作发展奠定坚实基础。

Holcim 在阿尔及利亚共有 3 座水泥厂 (CILAS、OGGAZ、M'SILA)，并还在阿经营着商混站、石膏板厂等建材产品的销售业务。其中 OGGAZ 水泥厂分别有灰水泥和白水泥两条熟料线，该白水泥线也是目前阿尔及利亚唯一在生产运行的白水泥厂。

项目地点位于 Mascara 省的 Oggaz 镇，距离阿国 Oran 国际港口约 50 公里，地理条件十分优越，此次签约的新建水泥库项目，也是业主为提高对外水泥出口进行的扩容改造。两个新建水泥库与老厂三个水泥库顶做接口，库底设有散装及计量系统，并与老厂水泥包装系统相连，项目范围为 EPC 总承包。此外，该项目距离 CBMI 承建的 ZAHANA 水泥厂约 24 公里，距离我们 Oran 材料设备堆场仅 30 公里，为项目执行时的物流运输及项目动员提供了极大的便利；该项目投标阶段充分考虑属地化项目实施，利用现有属地化机具资源，采用中国管理及主要技术人员+属地化施工分包模式。根据市场调研，阿尔及利亚没有成熟的滑膜施工工艺，属地化公司将以该项目作为起点、契机，在阿大力推广滑膜施工工艺！

该项目投标阶段，得到了技术中心、市场营销中心、采购物流中心及生产服务部的大力支持和协助，最大化体现了公司总部各业务部门与属地化公司深度协同的合作模式，为属地化公司深耕属地化、拓展“水泥工程+”业务提供了极大助力！特别是技术团队在投标初期打破业主固有能力设定 (2*3000T)，在综合分析了老厂场地局限性、库体长径比、性价比等情况下，大胆提出了 2*4800T 的最优方案，掌握了投标技术方案主动权！后期在与拉豪 Algeria、拉豪瑞士、

拉豪中国联合参与的商务谈判中，市场营销中心提供了“窗口”式指导，为商务谈判及合同风险防控提供了建设性的指导与支持。



在后疫情时代的大环境下，阿尔及利亚公司将继续深耕属地化市场，贴近业主、快速响应，发挥属地公司的优势，继续贯彻落实“小总部、大属地”的发展规划，努力拓展水泥工程及多元工程项目、紧抓备品备件订单、维护客户关系，为公司深耕属地化建设添砖加瓦！

五、其他信息

1、三峡与五大的距离有多大？（电力知识课堂 2022-08-31 07:45 发表于福建）

昨天，我们在《数说能源 | 五大发电集团最新官方装机数据出炉》一文中为大家梳理了五大发电集团近三年装机量变化情况。一些读者朋友在后台留言，希望看到三峡集团的信息。

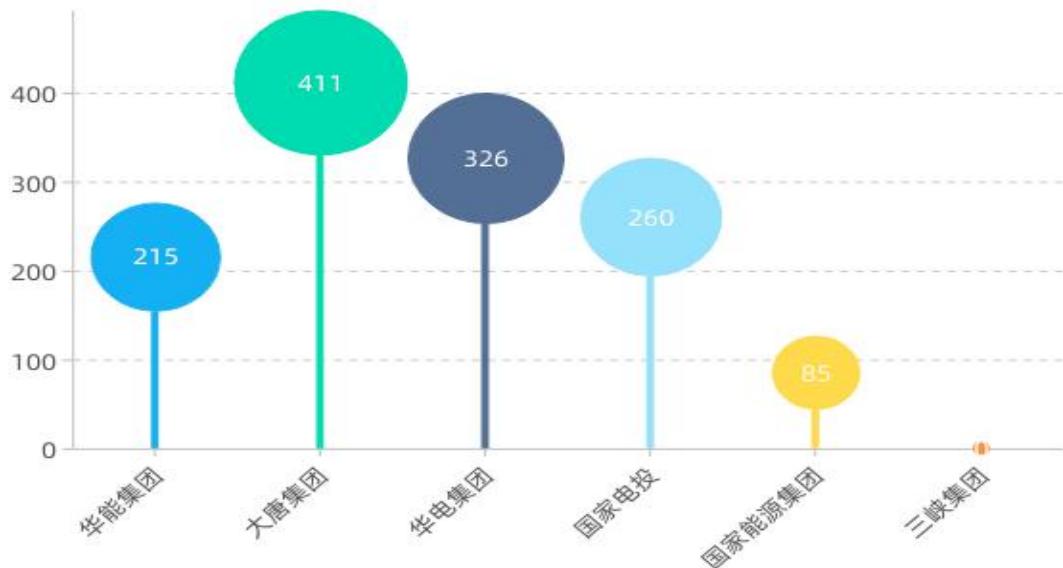
三峡集团在中国发电界是一个特殊的存在。第一，它并不属于传统的五大发电集团；第二，它在体量上又远远大于其他发电集团，且该公司去年正式迈入“1亿千瓦俱乐部”，进一步缩小与“五大”的距离；第三，它代表着专业性发电集团（水电）向综合性发电集团转变的大趋势，这一点我们曾在《重新定义中国电力竞争格局：“五大”变“六大”》中详细论述过，本文不再赘述。

今天，“下笨功夫的能见”为大家梳理了三峡与“五大”的2021年财报和社会责任报告。我们将通过可视化数据图表，从世界500强排名、关键财务数据、装机情况三大维度，全面直观地展现三峡与“五大”的距离。

我们相信，这对力争上游的三峡而言，既是鞭策，也是鼓励。

首先来看近期发布的 2022 年《财富》世界 500 强排行榜。五大发电集团延续了自 2018 年以来全员上榜的态势（注：国家能源集团 2017 年底成立，2018 年首次上榜），2022 年五家的排名较 2021 年均有所提升。但遗憾的是，三峡集团至今仍未进入榜单。

2022年《财富》世界500强排名



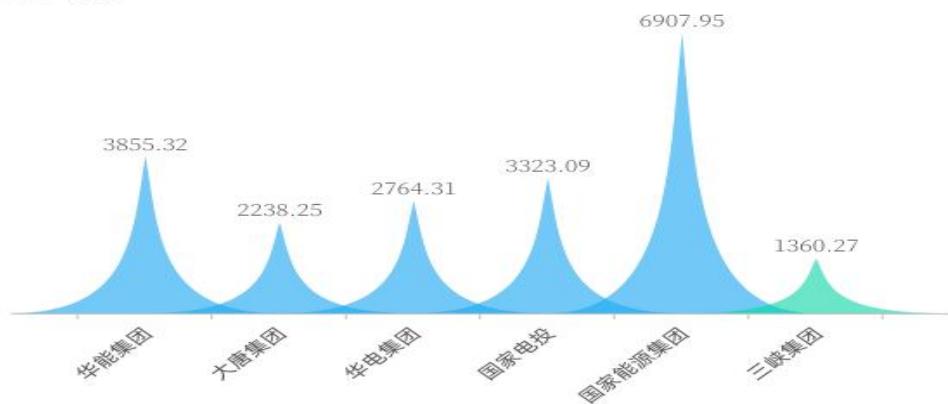
数据来源：《财富》世界500强官网

接下来看关键财务指标，我们选取了营业收入、净利润、资产总额、负债率四个小项。

第一，营业收入。众所周知，每年的世界 500 强榜单排名依据即为各公司上一年的营业收入。而事实上，三峡与“五大”之间最大的差距正是营业收入。2021 年财报数据显示，即便是“五大”中排名垫底的大唐集团，三峡集团总营收也仅为其 61%。

五大&三峡2021年营业总收入对比

单位：亿元

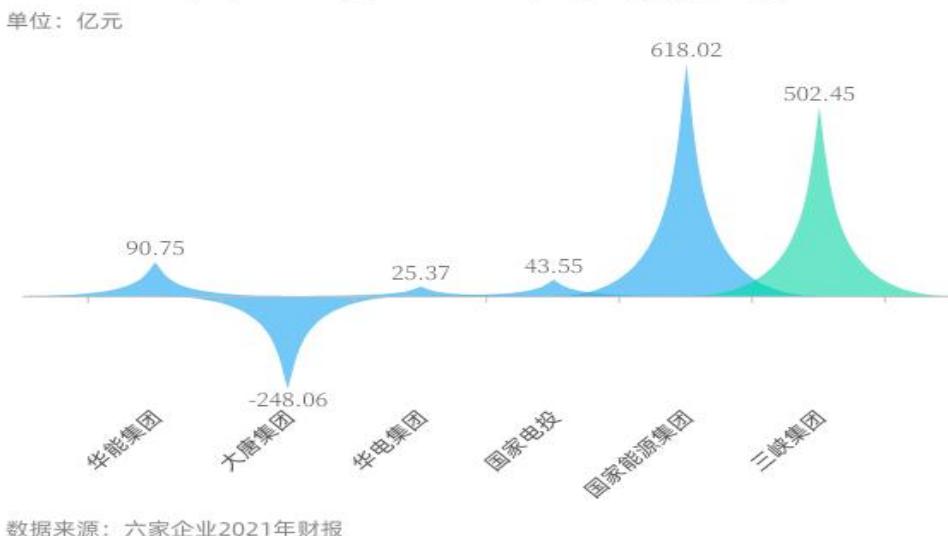


数据来源：六家企业2021年财报

第二，净利润。这一指标三峡表现较优。2021 年中国电力界的整体情况是，以水电为主的三峡净利润相对稳定，为 502.45 亿元；受益于煤价高

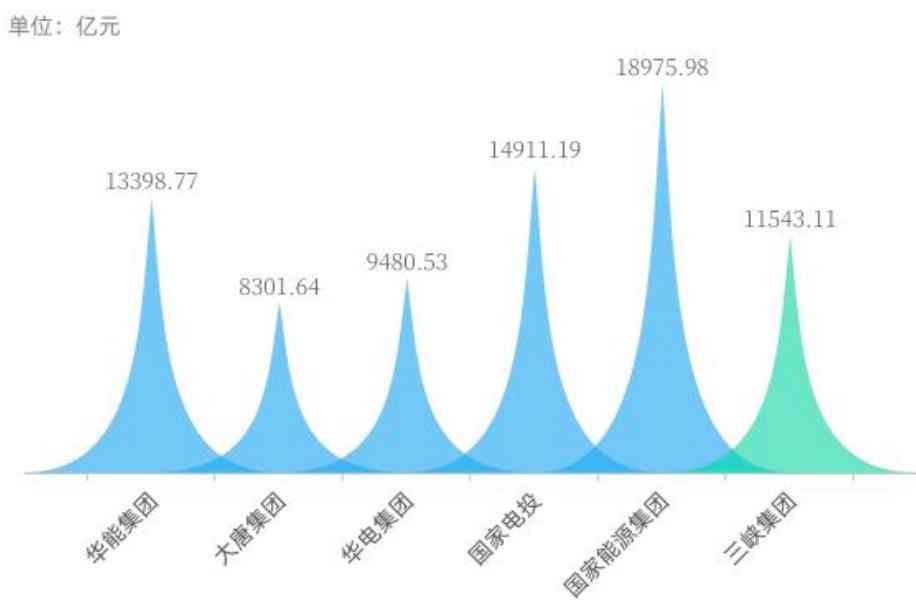
企，煤电联营的国家能源集团净利润飙升，达到 618.02 亿元；其他四大发电集团则受困于高煤价纷纷面临盈利困难，其中大唐集团甚至出现亏损。

五大&三峡2021年净利润对比



第三，资产总额。这一指标三峡位居中游。六家企业中，国家能源集团由于原国电集团与原神华集团两大央企合并重组的缘故，总资产接近 19000 亿元；华能集团、国家电投、三峡集团三家处在 10000 亿元-15000 亿元区间，大致属于同一梯队；华电集团、大唐集团则低于 10000 亿元，属于同一梯队。

五大&三峡2021年底资产总额对比

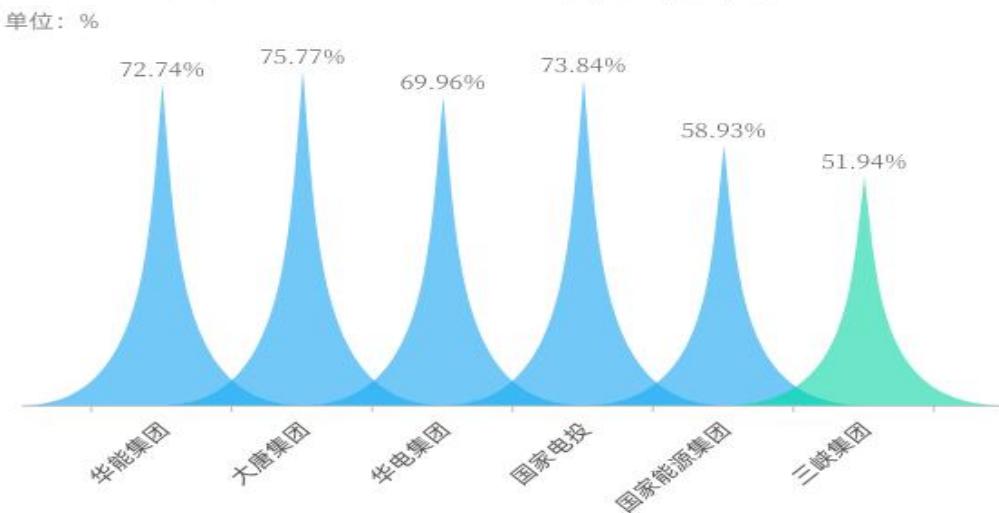


数据来源：六家企业2021年财报

第四，负债率。这一指标三峡表现优异。2021 年，三峡集团负债率仅为 51.94%，甚至低于“五大”中最低的国家能源集团 (58.93%)，更是远

远低于其他四家。

五大&三峡2021年底负债率对比

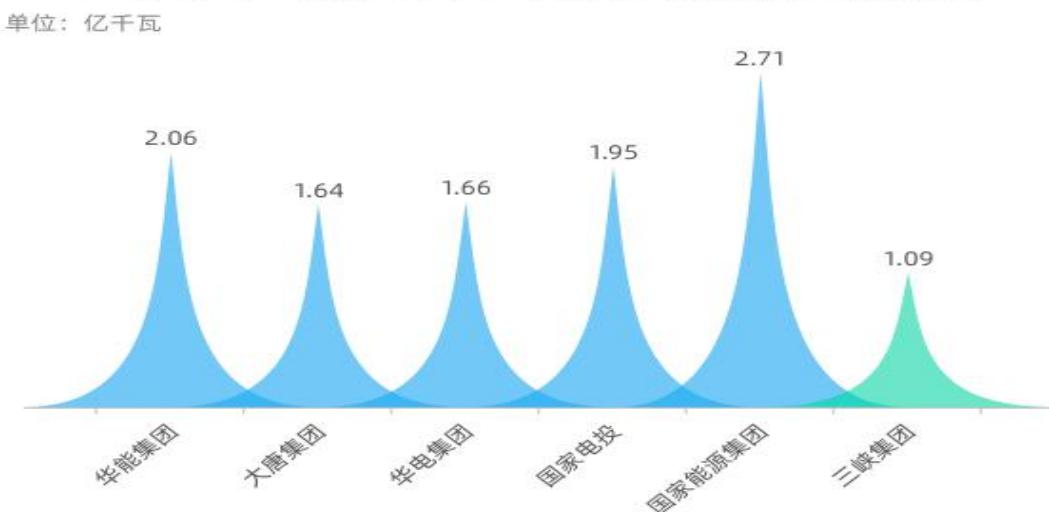


数据来源: 六家企业2021年财报

最后来看装机情况。我们选取了总装机量、可再生能源装机量（水、风、光）、可再生能源装机占比、新能源装机量（风、光）、新能源装机占比五个小项。（注：华电集团由于信息缺失，暂且采用2020年社会责任报告数据，其他五家数据来自2021年社会责任报告）

第一，总装机量。2021年，三峡集团装机量突破1亿千瓦，与大唐集团、华电集团、国家电投进入同一梯队；同年华能集团装机量突破2亿千瓦，与国家能源集团进入同一梯队。补充一句，2022年，国家电投也装机量突破2亿千瓦。目前情况，三峡集团虽与大唐集团、华电集团之间还有一定差距，但大体上三者属于同一梯队。

五大&三峡2021年底总装机量对比



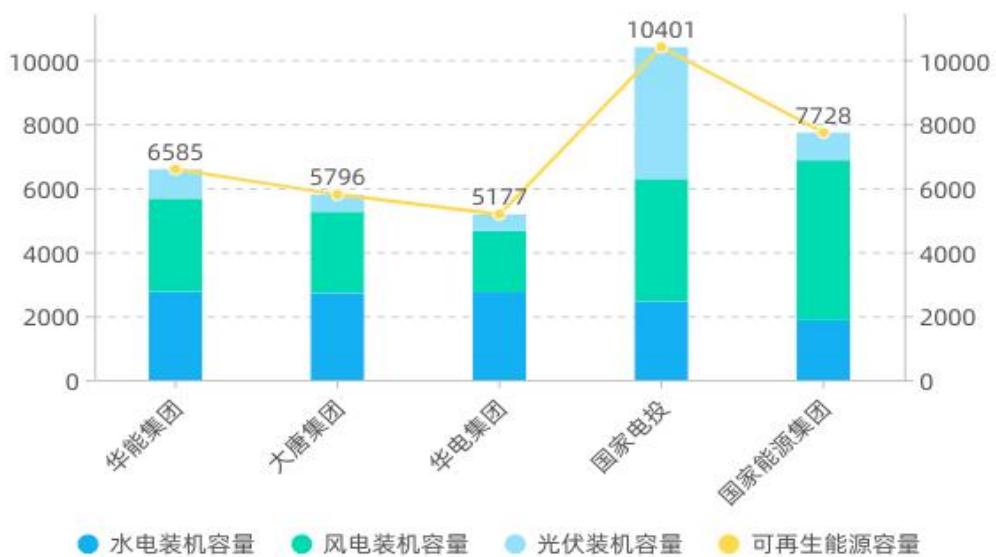
数据来源: 各公司2021年社会责任报告（华电集团为2020年数据）

第二，可再生能源装机量（水、风、光）。三峡在其2021年社会责任报告中声称，该公司清洁能源装机量突破1亿千瓦，考虑到该公司装机结构，

所谓“清洁能源装机量”基本可以等同于我们这里所说的“可再生能源装机量（水、风、光）”。不过，由于三峡集团没有公布其水电装机容量，下图只具体统计了“五大”数据，其中国家电投这一指标也突破了 1 亿千瓦。

2021年底五大发电集团可再生能源装机量

单位：万千瓦



数据来源：各公司2021年社会责任报告（华电集团为2020年数据）

五大&三峡2021年底可再生能源装机占比



数据来源：各公司2021年社会责任报告（华电集团为2020年数据）

能见出品

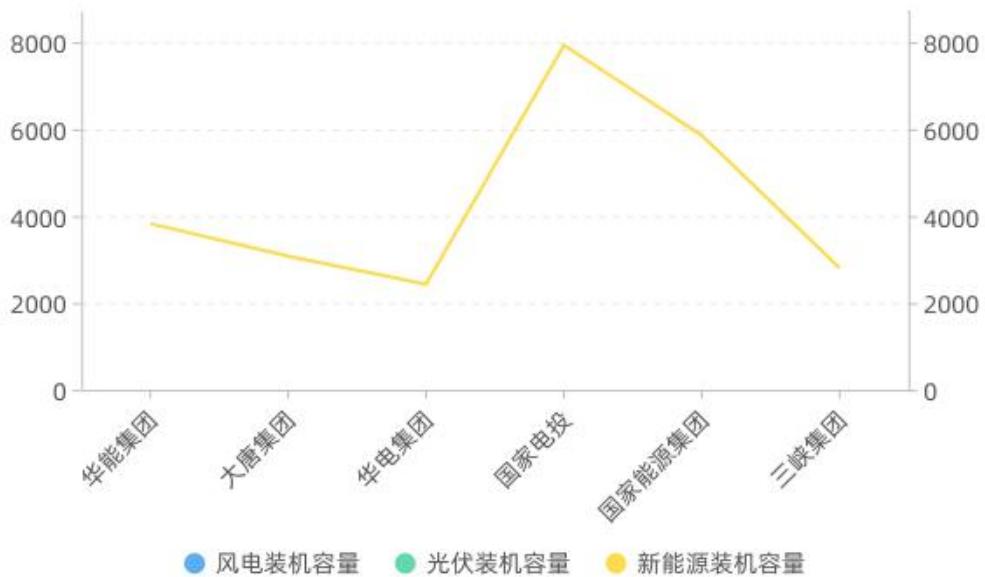


第三，可再生能源装机占比。由于专业性水电公司出身，三峡集团的火电包袱远轻于“五大”。截至 2021 年底，该公司清洁能源装机占比高达 96%（基本等同于可再生能源装机占比）。“五大”中即便一马当先的国家电投也仅有 53.34%。这里需要解释一下，我们选取“水、风、光”三种六家普遍拥有的电源类型，排除了仅国家电投大量持有的核电，以维持对比的相对公平性，因此我们统计的国家电投可再生能源装机占比低于其官方公布的清洁能源占比。

第四，新能源装机量（风、光）。三峡集团 2021 年底新能源装机量略低于大唐集团，高于华电集团 2020 年数据。但进一步拆分可见，该公司主要是风电相对落后；其光伏装机量仅次于国家电投，后者是全球最大的光伏发电企业。近年来，三峡集团在专业性向综合性转变过程中，新能源尤其是光伏和海上风电的业绩表现十分亮眼。

五大&三峡2021年底新能源装机情况

单位：万千瓦



数据来源：各公司2021年社会责任报告（华电集团为2020年数据）

能见出品



第五，新能源装机占比。2021 年底，六家公司新能源装机占比除国家电投一枝独秀外（40.70%），其他五家大致处在同一水平。而三峡集团在剩余五家中保持一定领先优势。

五大&三峡2021年底新能源装机占比



数据来源：各公司2021年社会责任报告（华电集团为2020年数据）

能见出品



纵观上述三大类 10 小类指标对比，我们可以得出结论：

1. 三峡与“五大”最大的差距在于营业收入，以及由此决定的世界 500 强排名；
2. “量”上，三峡与“五大”相比大致位于中下游水平，其中总装机量、新能源装机量（风、光）处在略低但不掉队的位置，总资产、新能源占比达到中游水平，可再生能源装机量（水、风、光）保持显著优势但该指标不具有可参考性；
3. “质”上，三峡与“五大”相比优势明显，净利润、负债率、可再生能源（无论总量还是占比）均处于上游或遥遥领先的水平；
4. 三峡在新能源领域的发展潜力巨大，该领域也是其未来能否实现弯道超车的关键。

不过，需要指出的是，三峡与“五大”真正的距离，并非上述这些硬性指标，而在于过去二十年传统体系长期形成的“无形资产”。“五大”变“六大”，三峡需要挑战的不是五大发电集团中最弱的某一家，而是由全部“五大”乃至整个电力行业约定俗成的既有体系。

但三峡也无需悲观。大变局往往孕育着新旧交替的巨大力量。实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。在这场刚刚拉开序幕的大变革中，天生优质的三峡当找到属于自己的逆袭之路。

2021 年的三峡“破亿”便是一个良好的开端。

六、我们的投资机会及投资风险

本期共收集 18 篇文章，关注政策带给我们的减税红利。