

浅谈“双碳”政策下水电行业未来发展

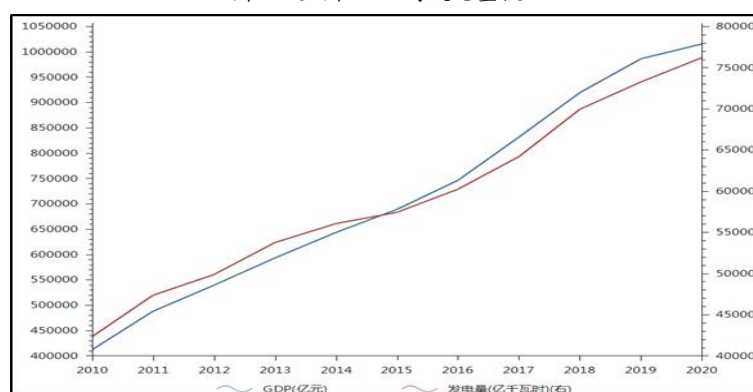
在“碳达峰”“碳中和”的目标下，我国电力行业绿色低碳转型趋势明显，以化石燃料为主导的能源体系将转变为以可再生能源为主导的能源体系。我国水电流域资源丰富，相关技术储备、建设管理经验成熟，为水电未来发展奠定了良好的基础条件，水电发展前景广阔。在“双碳”目标的背景下，相关在建及拟建水电项目的投运，将进一步巩固和提升水电企业整体的信用水平。

一、我国电力结构与未来目标：“双碳”政策带动电源结构的跨越式转型

电力行业作为我国国民经济的重要基础工业，发电装机容量和发电量的变动与 GDP 的增长紧密相关。截至目前，我国能源结构仍以燃煤机组为主，煤炭等化石能源整体消耗量较高，降低二氧化碳排放的任务艰巨。在“碳达峰”“碳中和”的目标下，我国电力行业绿色低碳转型趋势明显，相关政策的出台有助于我国完成现代化能源体系的构建，我国以化石燃料为主导的能源体系将转变为以可再生能源为主导的能源体系。

电力是国民经济的重要基础工业，是国家经济发展的先行产业，且经济发展水平的逐步提高，进一步加大了用电需求，我国发电装机容量和发电量的变动与 GDP 的增长紧密相关。2010—2020 年，我国发电装机容量、发电量与 GDP 年均复合增长率分别为 8.58%、6.07% 和 9.44%。2020 年，我国发电装机容量、发电量与 GDP 分别为 22.01 亿千瓦、7.62 万亿千瓦时和 101.60 万亿元，分别同比增长 9.48%、2.99% 和 4.05%。从能源结构上看，2020 年，我国能源结构以火电为主，燃煤机组发电量占比约为 68%，水电、风电和光伏发电量分别占 18%、6% 和 3%，另有约 5% 的核电及其他能源发电量。

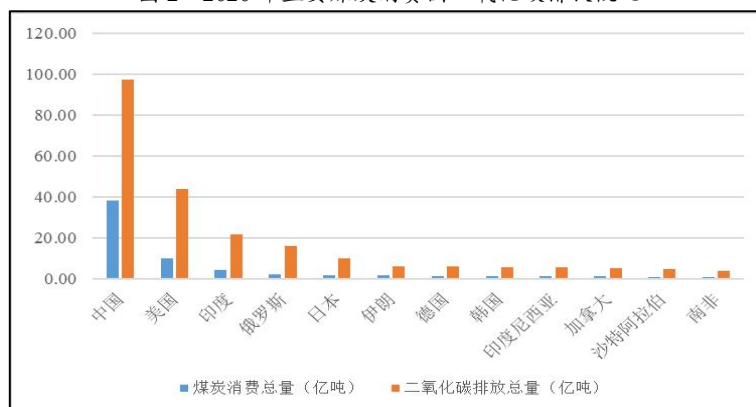
图 1 全国 GDP 与发电量概况



资料来源：国家统计局、中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）

我国为世界上最大的煤炭生产和消费国，长久以来，煤炭已深植于我国的能源体系。在资源禀赋约束之下，截至目前，我国能源结构仍以化石能源为主；受行业特性影响，电力与热力的生产始终是产生二氧化碳排放的最主要部门。2020 年，受新冠肺炎疫情于全球蔓延的影响，全球煤炭消费量同比下降 4.4%。其中，欧盟及美国分别同比下降 19% 和 21%，而我国煤炭消费量同比小幅增长 0.6% 至 38.30 亿吨，居世界第一。同期，全球与能源有关的二氧化碳排放量同比下降 5.8% 至 31.5 吉吨（Gt），但二氧化碳在大气中的年均浓度达到历史最高水平（412.5ppm）。2020 年，我国二氧化碳排放同比增长 1.6% 至 97.17 亿吨，减排任务重。后疫情时期，中国经济增长动力支撑着高耗能行业持续生产的电力需求，我国煤炭等化石能源整体消耗量较高，致二氧化碳排放量较多。

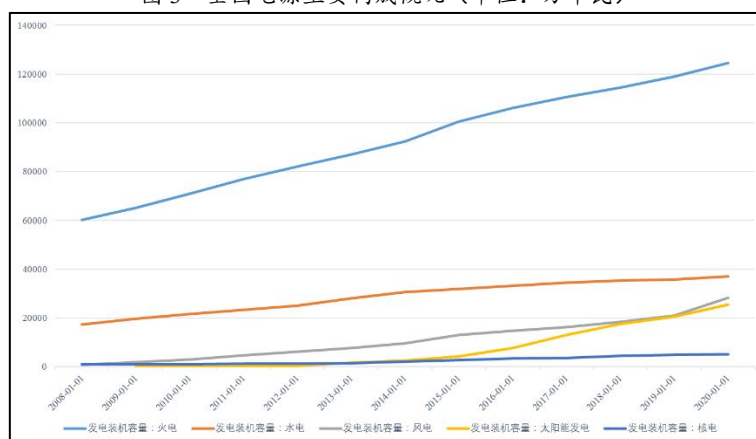
图2 2020年主要煤炭消费国二氧化碳排放概况



资料来源：联合资信根据公开资料整理

绿色电力替代煤炭能源是一项艰巨而长期的任务，2020年9月，我国明确提出2030年“碳达峰”与2060年“碳中和”目标。碳排放受经济发展、产业结构、能源使用、技术水平等诸多因素影响，根源是化石能源的大量开发与持续使用。目前，我国化石能源占一次能源比重约为85%，产生的碳排放量约为每年98亿吨，约占全社会碳排放总量的90%。“双碳”政策下，电力相关产业深度脱碳势在必行。

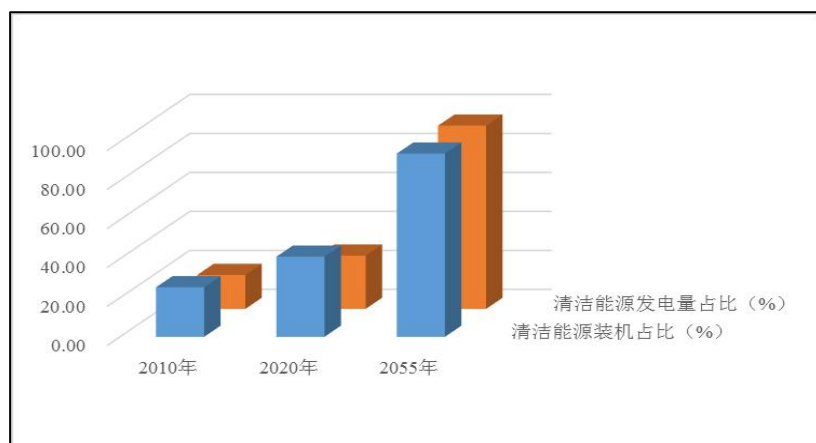
图3 全国电源主要构成概况（单位：万千瓦）



资料来源：中电联

2020年12月，国家主席习近平在气候雄心峰会上发表题为《继往开来，开启全球应对气候变化新征程》的重要讲话，提出“到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，森林蓄积量将比2005年增加60亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上”。预期2030年之后，我国电源装机结构较目前将发生重大改变，燃煤火电机组装机占比将显著下降。预期到2055年，我国清洁能源装机与发电量将分别达到73.5亿千瓦和16万亿千瓦时，占全国装机总规模和总发电量的比重均接近94%。

图4 全国清洁能源预期发展概况



资料来源：联合资信根据公开资料整理

2021年7月，我国碳交易市场正式启动，根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，属于全国碳排放权交易市场覆盖行业的，年度温室气体排放达到2.6万吨二氧化碳当量的企业为重点排放企业。全国碳排放权交易市场将主要涵盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等重点排放行业。发电行业为首个纳入全国碳排放权交易市场的行业，纳入重点排放单位超过2000家，约占全国碳排放总量的40%，碳排放权交易市场的启动将敦促能源企业、电力行业及全社会的能源转型。2021年10月，国家发展改革委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》（以下简称“《通知》”），《通知》要求，各地结合当地情况积极完善峰谷电价机制，统筹考虑当地电力供需状况、新能源装机占比等因素，科学划分峰谷时段，合理确定峰谷电价价差。《通知》提出，日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，要健全季节性电价机制；水电等可再生能源比重大的地方，要建立健全丰枯电价机制，合理确定时段划分、电价浮动比例。《通知》有助于深化电价改革、充分发挥分时电价信号作用，促进以新能源为主体的新型电力系统建设，提升电力系统整体利用效率，促进我国能源绿色低碳发展。

“双碳”目标下，我国电力行业绿色低碳转型趋势明显。根据中电联数据，截至2021年11月底，我国发电装机容量合计23.2亿千瓦，同比增长9.0%。其中，非化石能源装机容量10.7亿千瓦，同比增长17.2%，占总装机容量的46.1%，较上年提高3.2个百分点，我国电力结构转型持续推进。

二、我国水电行业现状及发展前景：政策红利实现基础条件佳

在构建现代能源体系的目标纲要下，我国正在加快发展非化石能源，电力结构转型持续推进，水电作为清洁能源之一，发展前景广阔。水电项目开发回报周期长，但机组平均利用小时数稳定，新机组的投产可为企业带来规模收入水平的明显提升与持续稳定的经营性现金流，大型清洁能源基地的建设与储能技术的持续开发将进一步助力“双碳”目标的实现。

（一）我国水电行业现状

我国“十四五”规划定调“加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，建设一批多能互补的清洁能源基地”，在国家能源结构转型阶段，为清洁能源的发展提供了大量的空间。水电作为清洁能源之一，也将迎来广阔的发展空间。

水电作为清洁能源，可再生、无污染、运行费用低，便于进行电力调峰，有利于提高资源利用率与经济社会的综合效益。伴随我国社会用电需求不断攀升，全国水电装机容量和发

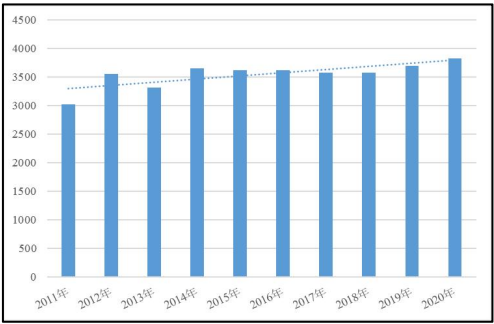
电量近年平稳增长，发电设备平均利用小时较为稳定。截至 2020 年底，我国水电装机总规模达到 3.70 亿千瓦，全年发电量为 1.36 万亿千瓦时，均位列全球第一；2020 年，我国水电设备平均利用小时为 3827 小时，同比增加 130 小时。2021 年 1—6 月，全国新增水电并网容量 769 万千瓦，全国规模以上水电发电量 4826.7 亿千瓦时，同比增长 1.4%；截至 2021 年 6 月底，全国水电装机容量约 3.78 亿千瓦，其中抽水蓄能 3214 万千瓦。截至 2021 年 11 月底，全国水电装机容量合计 3.9 亿千瓦，同比增长 5.5%。

图 5 全国水电装机与发电量概况



资料来源：中电联

图 6 全国水电设备平均利用小时概况（单位：小时）

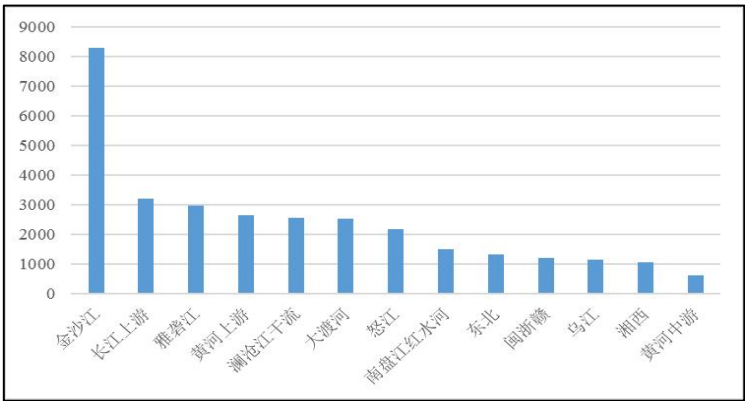


资料来源：国家能源局

我国大中型优质水电资源主要集中于国家规划的十三大水电基地范围内，按照规划装机容量大小依次为金沙江、长江上游、雅砻江、黄河上游、澜沧江干流、大渡河、怒江、南盘江红水河、东北、闽浙赣、乌江、湘西、黄河中游，上述大型流域的开发主导权基本由中央企业与地方国企掌握。

流域开发方面，截至目前，长江上游、黄河上游、澜沧江干流、大渡河、南盘江、红水河流域已基本完成开发。金沙江下游向家坝与溪洛渡水电站已稳定运营多年，重大水电工程乌东德与白鹤滩水电站分别于 2021 年 6 月实现全部投产与首批机组投产，金沙江中下游已基本完成开发；“十四五”期间，上游部分电站将陆续开工建设。雅砻江下游目前已开发完成，正在进行中游阶段开发，2021 年 10 月，杨房沟水电站 4 台机组全部投产发电，两河口水电站处于建设期，3 号、4 号机组目前已投产。“十四五”期间，我国水电项目将迎来投产高峰，四川和云南等省份部分在建项目的陆续投产将推动水电装机在“十四五”初期迎来新一轮增长。

图 7 全国十三大水电基地规划装机容量（单位：万千瓦）



资料来源：联合资信根据公开资料整理

（二）水电发展规划

我国水资源优势得天独厚，青藏高原蕴藏了世界上最丰富的水能资源。“十四五”规划明确将“建设雅鲁藏布江下游水电基地”列入现代能源体系建设工程，雅鲁藏布江下游拥有

近 6000 万千瓦水电的开发，每年可提供近 3000 亿千瓦时清洁的、可再生的、零碳的电力供应。我国未来水电开发的重点区域为川、滇、藏地区，着力打造藏东南“西电东送”接续能源基地；同时，挖掘东中部地区水能资源潜力，对现有水电工程进行扩容改造，并严格控制中小流域、中小水电开发，落实生态文明建设要求。

表 1 “十四五”现代能源体系建设主要水电工程

大型清洁能源基地	建设雅鲁藏布江下游水电基地
	建设金沙江上下游、雅砻江流域、黄河上游和几字湾、河西走廊、新疆、冀北、松辽等清洁能源基地
电力外送通道	建设白鹤滩至华东、金沙江上游外送等特高压输电通道
	实施闽粤联网、川渝特高压交流工程
电力系统调节	建设桐城、磐安、泰安二期、浑源、庄河、安化、贵阳、南宁等抽水蓄能电站
	开展黄河梯级电站大型储能项目研究

资料来源：联合资信根据公开资料整理

截至 2020 年底，我国水电装机规模为 3.70 亿千瓦。其中，常规水电 3.38 亿千瓦，抽水蓄能 0.32 亿千瓦。根据中国水电发展远景规划，到 2030 年水电装机容量约为 5.2 亿千瓦。其中，常规水电 4.2 亿千瓦，抽水蓄能 1 亿千瓦，水电开发程度约 60%；到 2060 年，水电装机约为 7.0 亿千瓦。其中，常规水电 5.0 亿千瓦，扩机和抽水蓄能 2.0 亿千瓦，水电开发程度将达到 73%。按照 2030 年目标，“十四五”及“十五五”期间，我国需新增常规水电装机 0.82 亿千瓦，新增抽水蓄能装机 0.68 亿千瓦¹。按照常规水电约 10740 元/千瓦²及抽水蓄能 13000 元/千瓦³的建设成本计算，2021—2030 年，我国水电建设需投入资金规模约为 1.76 万亿元。

表 2 部分大型水电站建设造价概算

企业	流域	装机容量（万千瓦）	总投资（亿元）	单位投资额（元/千瓦）
中国长江三峡集团有限公司				
溪洛渡	金沙江	1386	930.83	6715.95
乌东德	金沙江	1020	976.57	9574.22
白鹤滩	金沙江	1600	1785.99	11162.44
中国华能集团有限公司				
托巴水电站	澜沧江	140	232.04	16574.29
国家能源投资集团有限责任公司				
金川水电站	大渡河	86	120.65	14029.07
旭龙水电站	金沙江	240	294.515	12271.46
国投电力控股股份有限公司				
两河口	雅砻江	300	664.57	22152.33
杨房沟	雅砻江	150	200.03	13334.67
卡拉	雅砻江	102	171.21	16785.29
孟底沟	雅砻江	240	347.22	14467.50
中国大唐集团有限公司				
长河坝水电站	大渡河	260	255.19	9815.00
观音岩水电	金沙江	300	275.54	9184.67

资料来源：联合资信根据公开资料整理

（三）项目收益测算

以 2021 年 10 月实现全部投产的杨房沟水电站进行测算，电站总装机容量 150 万千瓦，

¹ 如根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》，该数据为 0.88 亿千瓦；2021—2030 年，我国水电建设需投入资金规模约为 2.02 万亿元

² 该数据为按照中国长江三峡集团有限公司、中国华能集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国投电力控股股份有限公司和中国大唐集团有限公司主要在建水电项目测算

³ 该数据为按照中国南方电网有限责任公司抽水蓄能项目投资规划测算

是四川省境内“十四五”开局之年第一个投产的大型水电项目，也是国内首个百万千瓦级EPC水电工程，单独运行时年均发电量59.623亿千瓦时，与上游两河口水库电站联合运行时年均发电量68.557亿千瓦时（按此发电量测算利用小时为4570时）。杨房沟水电站死水位2088米，总库容5.12亿立方米，调节库容0.5385亿立方米，单独运行时具有日调节能力，与两河口水库电站联合运行时具有年调节能力，工程总投资200.03亿元。上游两河口水电站动态总投资664.57亿元，总装机容量300万千瓦⁴，规划年发电量110亿千瓦时（按此发电量测算利用小时为3667时），水库总库容107.67亿立方米，工程计划于2023年全部建成投产。

联合调度方面，待拥有年调节能力的两河口水电站投产后，雅砻江上的两河口、锦屏一级和二滩水电站将实现三水库联运，有望带动流域内电站超过100亿千瓦时的发电量增长。电价方面，四川省执行水电丰枯电价，枯水期电价上浮24.5%，丰水期电价下浮24%；同时，销售端叠加峰谷电价变化，按高峰时段在丰枯浮动基础上上浮50%，低谷时段在丰枯浮动基础上下浮50%执行，电价差异显著。待实现联合调度后，由于可缩小水电丰枯差异，或将一定程度上带来全年平均电价的抬升。假定联合调度的枯水与平水的发电量占比均可提升10%，则丰枯期发电量占比约为49%和18%。按照雅砻江流域水电开发有限公司近三年平均电价0.23元/千瓦时（不含税）测算（枯水电价0.308元/千瓦时，平水电价0.248元/千瓦时，丰水电价0.188元/千瓦时），假定联合调度后电价可实现10%的上涨，则加权平均电价约为0.25元/千瓦时（不含税）。在不考虑联合调度带来的发电量增量的情况下，“十四五”期间内，两河口与杨房沟水电站预期可实现约170亿元收入；若考虑联合调度带来的电量增发，则同期上述电站可带动收入规模约为260亿元。

表3 两杨电站“十四五”期间收入预期概算

预期情况	2022年E	2023年E	2024年E	2025年E
有效装机容量（万千瓦）				
两河口	200	250	300	300
杨房沟	150	150	150	150
利用小时数（小时）				
两河口	3667	3667	3667	3667
杨房沟	4570	4570	4570	4570
发电量（亿千瓦时）				
两河口	73.34	91.68	110.01	110.01
杨房沟	68.55	68.55	68.55	68.55
合计	141.890	160.225	178.560	178.560
平均电价（元/千瓦时（不含税））	0.23	0.25	0.25	0.25
售电收入（亿元）	32.63	40.06	44.64	44.64

注：2021年，杨房沟与两河口发电量分别为27.87亿千瓦时和16.90亿千瓦时，上网电量分别为27.68亿千瓦时和16.82亿千瓦时，平均上网电价分别为0.147元/千瓦时和0.322元/千瓦时，合计售电收入6.54亿元

资料来源：联合资信根据公开资料整理

“十四五”期间内，以两河口、杨房沟及乌东德、白鹤滩为代表的大型在建水电项目将逐步投产，新投产部分电站具备装机规模大且调节能力强的特征，流域联合调度可平滑水电的季节、年际波动，利用调整库容来调节丰枯水量，大规模减少流域内弃水，以实现发电量的大幅提升。乌东德水电站于2021年6月全部投产，现已纳入联合调度体系；白鹤滩预计于2022年实现全面投产发电，白鹤滩投产后，结合原溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝4座电站的统一联合水库调度，“六库联调”将充分发挥梯级电站联合调度能力，提升水资源综合利用与生产效率，降低企业运营成本，有望提供200~300亿千瓦发电量的增量，带动年收

4 两河口水电站截至目前已投产四台机组共计200万千瓦装机容量

入规模约为 320 亿元，企业现金流将更为充沛。在乌东德和白鹤滩水电站投产后，云南省在建较大水电项目仅有装机容量 140 万千瓦的托巴水电站，预计未来云南省的水电装机增量有限，在云南省整体供需格局偏紧的背景下，电价有望得到提升，带动相关企业收入规模的进一步增长。

近年来我国水电发展速度放缓，未来水电开发的重点区域为川、滇、藏地区，待开发水电资源主要集中于西南地区大江大河上游，工程地处偏远地区，地理环境特殊，交通条件差及输电距离远等制约因素致水电工程建设和输电成本高，加之移民安置难度大与生态环境保护的投入不断加大，电站单位造价中非设备、设施投入占比将明显加大，并带动电站单位造价的提高，加大造价管理难度。未来西南地区水电的深度开发需要相应的资金支持、外送消纳、电价核定和税收优惠等配套政策，以确保企业投资的合理收益。水电项目相较风电与光伏项目无成本优势，项目开发回报周期长，但水电机组平均利用小时数高，新机组投产后可为企业带来较大规模收入水平的提升与持续稳定的经营性现金流。

图 8 我国近年水电建设概况



资料来源：联合资信根据公开资料整理

（四）新能源基地建设

我国前期的能源发展过程中，各电源结构多独立化发展。水电、风电和光伏项目会依据其自身特点，在我国不同的地区进行项目建设，而后发电并网。但长久以来，可再生能源因受到自然条件的约束，发电并不稳定，电网的稳定调控压力较大。“双碳”政策引导各能源独立建设向多能源综合利用开发进行转变，新能源基地的发展则是通过结合不同可再生能源的特点，让可再生能源发电保持在一个相对平稳的阶段，同时实现减少碳排放的目标。

澜沧江上游西藏段作为当前我国尚待开发的大型水电能源基地之一，梯级补偿效益显著。同时，流域周边拥有丰富的太阳能资源，可通过水光互补形式建设西藏澜沧江大型清洁能源基地。根据华能澜沧江水电股份有限公司项目公告，基地建设总规模约 2000 万千瓦（水电 1000 万千瓦、光伏 1000 万千瓦），年发电量 571 亿千瓦时，采用特高压±800 千伏直流外送，落地电量 542 亿千瓦时，基地综合上网电价 0.367 元/千瓦时，相应的落地电价为 0.442 元/千瓦时，具有较大的社会经济效益。西藏澜沧江清洁能源基地发电量可满足粤港澳大湾区未来负荷需求，基地相应的落地电价为 0.442 元/千瓦时，低于广东电网 2018 年平均上网电价 0.483 元/千瓦时和火电标杆电价 0.453 元/千瓦时，具有一定的市场竞争力。

大型清洁能源基地的建设发展是我国实现新能源装机增长的强有力保障，“十四五”期间，我国将重点发展九大清洁能源基地和五大海上风电基地。未来，大型清洁能源基地或有望带动 7.3 亿千瓦的新增装机规模，有利于促进国家电力能源结构转型，减小发电侧对单一煤炭资源的依赖，缓解火力发电不足导致的大规模限电压力，保障煤炭、石油、天然气与可

再生能源等多能源类型互补，形成整体资源发展优势。

表 4 新能源基地规划概况（单位：万千瓦）

基地类型	基地名称	所涉区位	规划装机（暂定）
风光储一体化	松辽清洁能源基地	辽宁、黑龙江、吉林	9480
	冀北清洁能源基地	河北北部	9700
风光火储一体化	黄河几字弯清洁能源基地	宁夏、内蒙古	14000
	河西走廊清洁能源基地	甘肃	5000
风光水储一体化	黄河上游清洁能源基地	青海	14000
	金沙江上游清洁能源基地	四川	1000
	雅砻江流域清洁能源基地	贵州	10000
	金沙江下游清洁能源基地	云南	1500
风光水火储一体化	新疆清洁能源基地	新疆	3240
海上风电基地	广东海上风电基地	广东	1800
	福建海上风电基地	福建	1330
	浙江海上风电基地	浙江	455
	江苏海上风电基地	江苏	900
	山东海上风电基地	山东	500

资料来源：联合资信根据公开资料整理

以“水风光互补”基地为例，即以现有水电基地为基础，对周边的风电、光伏等新能源发电的一体化建设运营，并将水电和光伏就近打捆上网。在项目运营过程中，水电与风光年内发电峰谷期存在错位，多电源结构可在时间段上形成互补，区域内水电可与新能源共同互补送出，改善消纳，提升枯水期利用小时。流域内梯级水电亦可与新能源形成互补，优化调度。未来，或可实现水电与新能源跨流域、跨省区互补，最终实现清洁能源高效稳定送出以及消纳空间的深度挖掘。同时，多能源互补或在项目建造与运营方面存在一定优势，有望提升相关项目整体收益水平。

目前水电或水电群库区的新能源开发仍处于初级起步阶段，未来伴随风光水储一体化基地的建设及新能源装机规模的不断提升，水电与新能源的互补能力将进一步显现。

（五）储能建设

在发展常规水电的同时，抽水蓄能作为重要的电力调节系统，装机规模也将快速提升。抽水蓄能具有调峰、填谷、调频、调相、事故备用等多种功能，是当前成熟可靠的、安全有效的、具有大规模开发潜力的储能技术，对于维护我国电网安全稳定运行、建设以新能源为主体的新型电力系统具有重要支撑作用。同时，抽水蓄能电站也为清洁能源基地建设提供储能基础。

抽水蓄能为物理储能的一种方式，即在电力负荷低谷期将水从下池水库抽到上池水库时，将电能转化成重力势能储存起来，在负荷高峰时利用反向水流发电。抽水蓄能目前的综合效率（抽水效率×发电效率）约为 70%~85%，且仅有 0.21 元/千瓦时~0.25 元/千瓦时的度电成本，在目前各种储能技术中度电成本最低。抽水蓄能不存在化学电池易老化、容量限制和废旧电池处理等问题，但相关项目对于地理因素的要求高，一般情况下只能建造于山区与丘陵地带，同时拥有较高的建造成本。

根据国家能源局 2021 年 9 月发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》（以下简称“《规划》”），当前我国正处于能源绿色低碳转型发展的关键时期，风电、光伏发电等新能源大规模高比例发展，对调节电源的需求更加迫切，构建以新能源为主体的新型电力系统对抽水蓄能发展提出更高要求。《规划》提出在全国范围内普查筛选抽水蓄能资源站点基础上，建立了抽水蓄能中长期发展项目库。对满足规划阶段深度要求、条件成熟、不涉及生态保护红线等环境制约因素的项目，按照应纳尽纳的原则，作为重点实施项目，纳入重点实施项目库，此类项目总装机规模 4.21 亿千瓦；对满足规划阶段深度要求，但可能涉及生态保护红线等环境制约因素的项目，作为储备项目，纳入储备项目库，这些项目待落实相关条件、做好与生态保护红线等环境制约因素避让和衔接后，可滚动调整进入重点实施项目库，

此类项目总装机规模 3.05 亿千瓦。《规划》目标到 2025 年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。

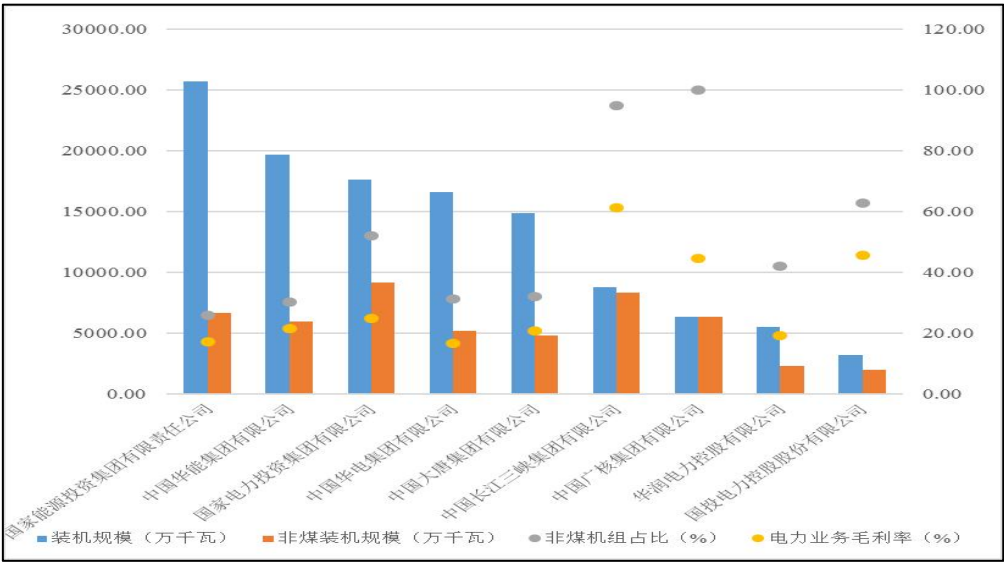
三、水电行业企业信用水平：政策利好将巩固和提升企业未来信用水平

电力行业作为碳排放的主要部门，伴随“双碳”目标政策的持续推动，将带动清洁能源装机规模大幅提升，我国水电流域资源丰富，相关技术储备、建设管理经验成熟，为水电未来发展奠定了良好的基础条件。在“双碳”目标政策的背景下，相关在建及拟建水电项目的投运，将进一步巩固和提升水电企业整体的信用水平。此外，由于水电项目的单位投入成本较于风光发电更高，且整体投资规模很大，建设期内将明显推高水电企业整体的债务水平，但考虑到大型水电项目在政策导向、股东支持等方面所具备的优势，其融资渠道畅通，所面临的资金成本压力较小。

电力行业的景气性主要受到宏观经济景气度和下游用电行业电力需求的影响。作为国家基础能源产业，国家的宏观调控政策、产业发展政策、税收政策及金融机构支持力度对电力行业的经营、财务状况与可持续发展能力具有重要影响。同时，电力行业作为重资产行业，杠杆水平普遍较高，加之新能源规模性建设，未来仍有一定资本支出。

“双碳”背景下，我国各大发电集团转型任务重。“五大四小”发电集团主导我国电力行业发展，截至 2020 年底，9 家发电集团合计装机规模为 11.83 亿千瓦，占我国发电总装机容量的 53.75%。同期，9 家发电集团非煤装机占比约为 37%，未来新能源装机仍有较大提升空间。

图 9 截至 2020 年底我国各大发电集团非煤装机概况



注：国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能源集团”）、中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）、国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）、中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）、中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）
资料来源：联合资信根据公开资料整理

“双碳”目标对传统电力企业提出巨大挑战，大型电力集团面临较大转型压力。国家能源集团、华能集团、国家电投、华电集团和大唐集团作为我国超大型电力企业，截至 2020 年底，装机规模分别为 2.57 亿千瓦、1.96 亿千瓦、1.76 亿千瓦、1.66 亿千瓦和 1.49 亿千瓦。其中，仅国家电投一家企业非煤机组装机容量占比超过 50%。从“五大四小”2020 年度财

务表现看，非煤装机占比高的企业可实现更高的毛利率。“双碳”背景下，电力企业布局新能源项目的建设与发展，远期看可提升行业内企业盈利水平。

自 2021 年起，各大电力集团陆续公告战略发展规划。“双碳”政策下我国电力结构转型势在必行，发电行业作为碳排放的主要部门，行业内企业明确目标，加速新能源项目的建设与发展。

表 5 五大电力集团“十四五”清洁能源规划概况（单位：万千瓦）

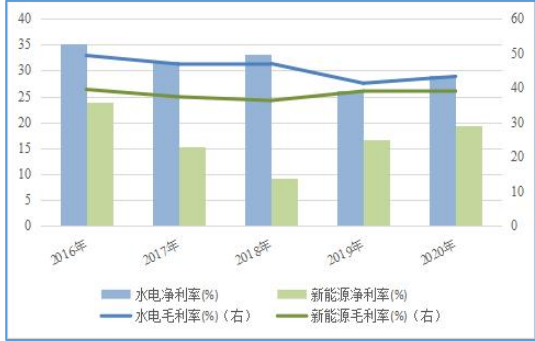
公司	“碳达峰”时间	“十四五”清洁能源新增装机	2025 年底清洁能源装机占比
国家能源集团	2025 年	7000 万千瓦~8000 万千瓦	40%
华能集团	2025 年	8000 万千瓦以上	50%
国家电投	2023 年	4000 万千瓦以上	60%
华电集团	2025 年	7500 万千瓦以上	60%
大唐集团	2025 年	4000 万千瓦以上	50%
合计		30500 万千瓦以上	--

资料来源：联合资信根据公开资料整理

电力企业经营能力主要通过企业规模和市场地位、业务多样性和产业链布局、资源获取和保障能力、技术装备水平以及发电利用小时数来进行衡量。行业资本密集程度相对较高，项目建设需要有较大的资金投入，经营需要形成规模效应，加之项目审批和技术、专业人员积累等方面的限制，具有较高的进入壁垒和退出成本。伴随输配电、电力储存水平的提高，以及电价体制改革的推进，或弱化电力行业区域竞争。

以 Wind 电力行业分类为源，对比水电行业内企业与新能源企业近年来盈利与现金流情况（见图 10、图 11），水电企业整体毛利率与净利率水平优于新能源企业，且盈利更具稳定性。同时，水电企业经营性现金流入规模大于新能源企业，且收入实现质量更高。

图 10 水电和新能源行业企业毛利率与净利率概况



资料来源：Wind

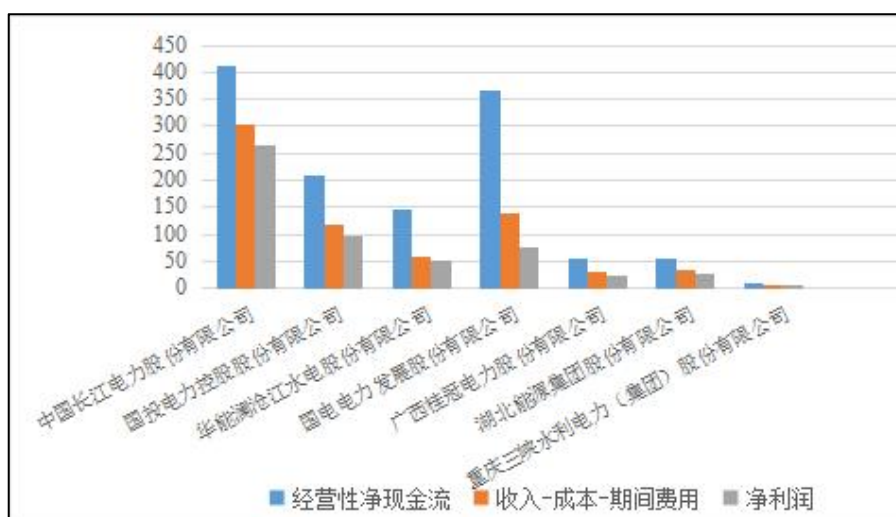
图 11 水电和新能源行业企业现金流概况



资料来源：Wind

现阶段下水电行业成熟稳定发展，行业内企业拥有较好的现金流，水电企业发电设备平均利用小时稳定，行业进入成熟期。水电企业大部分成本来自折旧，企业经营性净现金流通常高于当期净利润规模，良好的现金流状况也为其后续的投资发展形成良好支撑。

图 12 主要水电上市企业 2020 年现金流与净利润概况（单位：亿元）

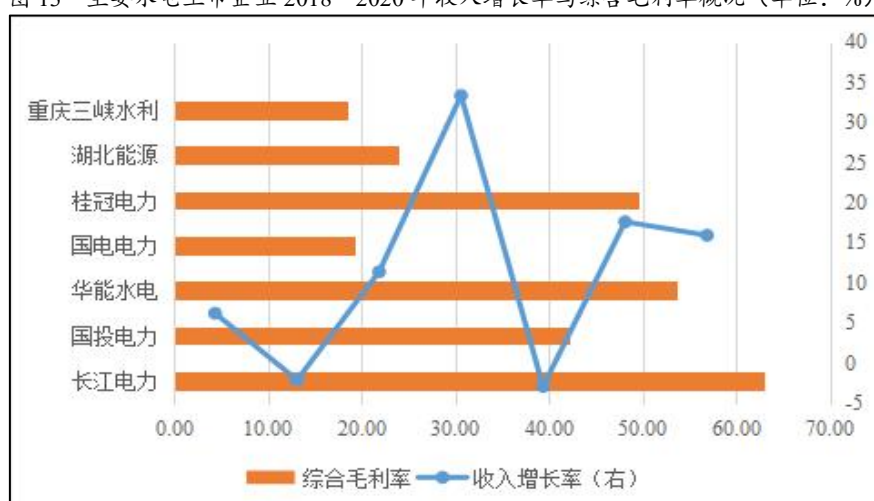


资料来源：Wind

联合资信选取以水电为主营业务的7家上市公司⁵为研究样本，从盈利指标看，2018—2020年，样本企业营业收入水平整体呈增长趋势。其中，国电电力营业收入年均复合增长33.33%，主要系火电板块装机规模扩大所致，水电业务发展稳定；国投电力与桂冠电力收入呈小幅下降趋势，年均复合下降2.08%和2.88%。国投电力收入下降主要系雅砻江水电市场化减收金额及辅助服务分摊费用增加，平均上网电价下降所致；桂冠电力收入受红水河来水减少及上网电价下降影响。综合毛利率方面，样本企业2018—2020年综合毛利率整体呈上升趋势。其中，长江电力、华能水电和桂冠电力综合毛利率水平较高。

整体看，水电企业盈利情况短期内主要受流域来水情况影响，长期发展则受下游需求及电价水平等综合因素影响。流域来水存在季节与年际波动，大型水电集团可通过多个水电站梯级联调较大程度削弱来水波动影响，调节能力较强的水电站预期可保持相对稳定的经营业绩。随着电力外送通道和调节系统的持续建设，以及新能源基地的发展，未来水电消纳能力将获得提升；同时，电力结构转型可为水电电价与下游需求提供一定保障，长期来看，水电企业整体盈利能力有望稳中向好。

图 13 主要水电上市企业 2018—2020 年收入增长率与综合毛利率概况（单位：%）

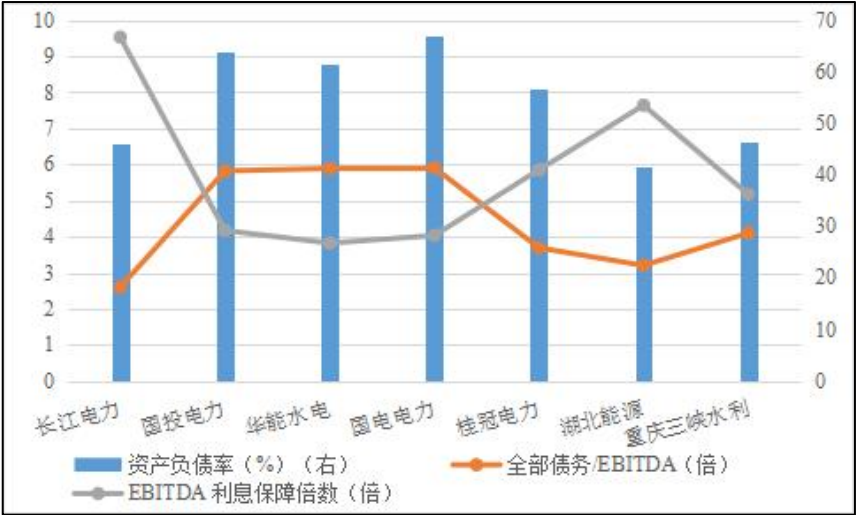


资料来源：Wind

⁵ 中国长江电力股份有限公司（简称“长江电力”）、国投电力控股股份有限公司（简称“国投电力”）、华能澜沧江水电股份有限公司（简称“华能澜沧江”）、国电电力发展股份有限公司（简称“国电电力”）、广西桂冠电力股份有限公司（简称“桂冠电力”）、湖北能源集团股份有限公司（简称“湖北能源”）、重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司（简称“重庆三峡水利”）

“双碳”政策下，传统电力企业积极发展新能源电源项目，水电企业相关项目持续建设，新建项目技术水平高，区域竞争力强。同时，储能技术的发展与大型清洁能源基地的持续建设有助于我国新能源电力装机的利用小时获得整体提升。水电属于重资产行业，水电站的前期投资规模巨大，项目建设阶段相关企业或面临一定资本投入压力，相关债务指标将明显提升。从行业整体信用风险看，水电经营主体多为大型央企或地方国企，具备较强的资本实力，在“双碳”背景下，具备较强的融资能力。待项目进入稳定运营成熟期，企业收入规模与利润水平将获得提升，经营性净现金流入趋于稳定，较好的现金流水平也为其后续的投资发展形成一定支撑，水电企业可持续发展能力强。

图 14 主要水电上市企业 2020 年资产负债率与偿债指标概况



资料来源：Wind

四、结语

电力是经济发展的基础与先行产业，“双碳”政策背景下，我国电力结构转型势在必行，多能源共同发展有助于构建我国新型能源系统。水电作为可再生能源的主力军，行业内企业持续推进相关项目建设，有助于企业自身的可持续发展，亦有助于我国“碳达峰”“碳中和”目标的早日实现。