

回调之后，良机隐现

——电力行业投资策略

严家源

0 报告摘要

- **回顾2021：需求超预期、供给受限，“电荒”重现。** 冬夏的极端天气和全球疫情反复，推动国内用电增速连超预期。但来水持续偏弱，核电增量有限，能耗双控、煤价飙升又对煤电出力形成制约，“电荒”再度上演。
- **展望2022：电价突破关口，开启上行周期。** 2021年9月起，鲁粤皖闽苏等地重新明确1658号文条款，允许交易电价上浮10%；10月的1439号文将波动范围扩大到±20%，体现了决策层对于电价上涨这一突破性变化的宽容度。
- **水电：静待潮起。** 此轮西南水电投产期进度加快，收获期相应提前。价格机制明确和风光配储能需求，对抽蓄资源的争夺将日趋激烈。大水电的强劲现金流可有力支持其参与新能源建设热潮。
- **火电：“电荒”倒逼政策反思。** 电煤价格失控并上涨至历史高点，成本端承受着前所未有的压力。COP26中煤电由“逐步淘汰”变“逐步减少”，2021年窘境倒逼重新审视火电在未来电力系统中的角色。
- **核电：若想超预期，仍需加把劲。** 全年核电投资额达到近6年同期最高，接近“十二五”核电建设高峰期水平。但若要达到市场和行业预期仍需政策、企业、产业链多方协同努力推进。
- **风光：平价新时代，资产获重估。** 对比水、风、光，三者成本结构和利润水平相近。进入平价时代后，应收账款“堰塞湖”有望逐步回落，风、光运营的丰厚利润将成为和水、核一样实实在在的强劲现金流。
- **投资建议：** 从需求侧来看，2021年三产重新恢复高增长势头，虽二产需求同样旺盛，但此前受疫情影响的结构调整重回正轨。从供给侧来看，水、火受制于“原材料”，占比有所下滑，但对应份额均被风、光所填补。对电源的投资增速虽然放缓，但总量仍创新高，风、光的“抢装”依然存在。从政策导向看，价格信号对于投资和运营的指导作用不断提升。水电板块推荐长江电力，谨慎推荐国投电力、华能水电；火电板块推荐申能股份；核电板块推荐中国核电，谨慎推荐中国广核；风光运营板块推荐三峡能源。
- **风险提示：** 需求下滑；价格降低；成本上升；降水量减少；政策推进滞后。

● 重点公司盈利预测与财务指标

代码	重点公司	现价 02/11	EPS			PE			评级
			20A	21E	22E	20A	21E	22E	
600900	长江电力	23.74	1.19	1.13	1.30	20	21	18	推荐
600886	国投电力	10.70	0.78	0.56	0.94	14	19	11	谨慎推荐
600025	华能水电	6.34	0.27	0.30	0.31	23	21	20	谨慎推荐
600642	申能股份	6.96	0.49	0.49	0.70	14	14	10	推荐
601985	中国核电	7.69	0.38	0.44	0.50	20	18	15	推荐
003816	中国广核	3.09	0.19	0.21	0.23	16	15	13	谨慎推荐
600905	三峡能源	6.91	0.18	0.20	0.29	38	35	24	推荐

资料来源：公司公告，Wind，民生证券研究院



01

回顾2021

02

展望2022

03

各板块投资策略

04

投资建议

05

风险提示

CONTENTS

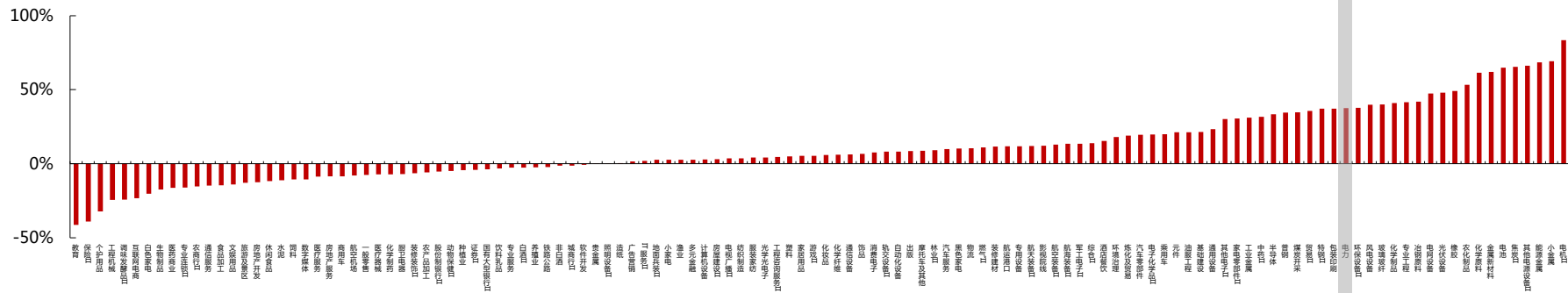
目录



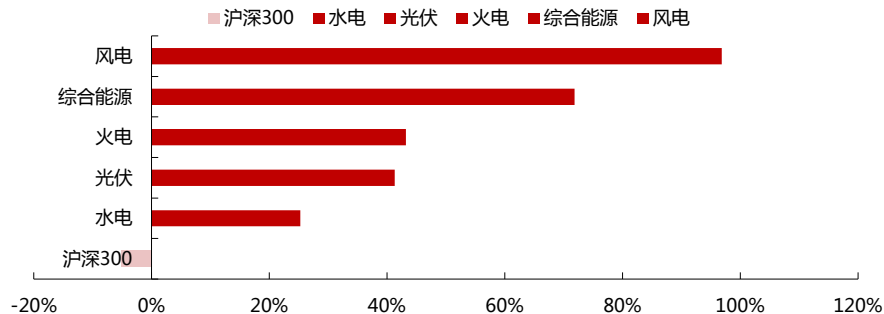
01. 回顾2021

1.1 2021年市场回顾

● 2021年1月4日-12月31日申万二级行业指数涨跌幅



● 2021年1月4日-12月31日申万电力三级子行业指数涨跌幅



● 2021年1月4日-12月31日申万电力三级子行业涨、跌幅前2个股

申万三级行业	涨幅榜	跌幅榜
水电	闽东电力 68.07%	韶能股份 -22.67%
	甘肃电投 58.10%	梅雁吉祥 -3.55%
火电	华能国际 125.88%	豫能控股 -25.86%
	华银电力 88.71%	宝新能源 -14.94%
风电	江苏新能 123.58%	嘉泽新能 54.00%
	中闽能源 111.84%	新天绿能 72.87%
光伏	兆新股份 329.73%	*ST科林 -21.40%
	浙江新能(2021新股) 206.14%	京运通 -10.88%
综合能源	南网能源(2021新股) 310.79%	深南电A -28.21%
	协鑫能科 168.49%	长青集团 -17.50%

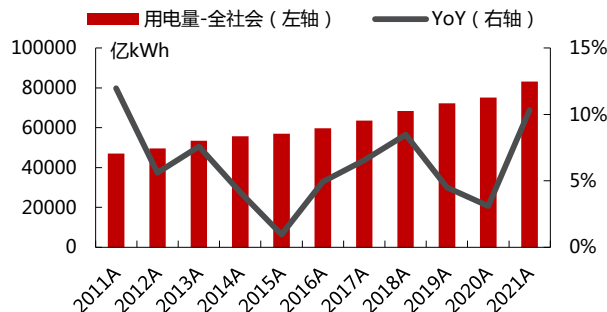
资料来源：Wind，民生证券研究院

1.2 需求侧：疫后复苏与极端天气共振，增速超越预期

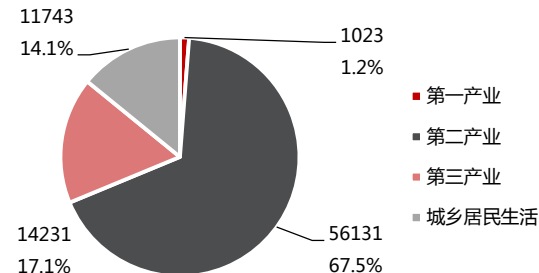
■ 2021年伊始，1月份3次全国性的冷空气过程对冬季采暖用电需求产生了较强的刺激作用，而“就地过年”政策带来了节后快速复工复产的效果，进一步提升了各产业用电量需求。全球疫情持续肆虐之下，对国内产品的需求促使相关企业加快生产，推动用电增速连超预期。三季度全国大部分地区均经历了高温天气的考验，其中7月为历史同期第二高、9月为1961年以来历史同期最高。但四季度受电煤和电价等因素的影响，用电需求放缓。全年全社会用电量8.31万亿千瓦时，同比增长10.3%，比2020年提高7.2个百分点；与2019年相比，两年复合增速达到7.3%。

- **第一产业**：用电1023亿千瓦时，同比增长16.4%，2019-2021两年CAGR为14.5%；
- **第二产业**：用电56131亿千瓦时，同比增长9.1%，2019-2021两年CAGR为6.6%；
- **第三产业**：用电14231亿千瓦时，同比增长17.8%，2019-2021两年CAGR为9.5%；
- **居民生活**：用电11743亿千瓦时，同比增长7.3%，2019-2021两年CAGR为7.0%。
- 三产恢复高增势头，占比同比提高1.0个百分点；虽二产需求同样旺盛，但占比下滑0.7个百分点。一产、二产、三产、居民对2021年用电增量的贡献分别为2.0%、61.3%、26.7%、9.9%。

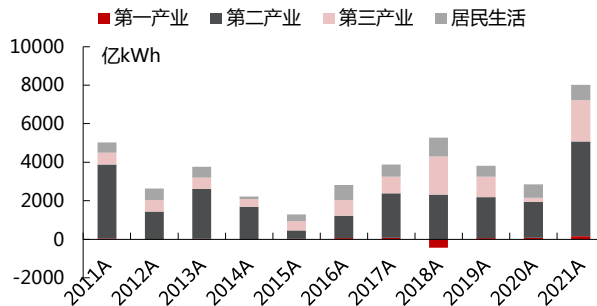
● 2021年全社会用电量同比增长10.3%



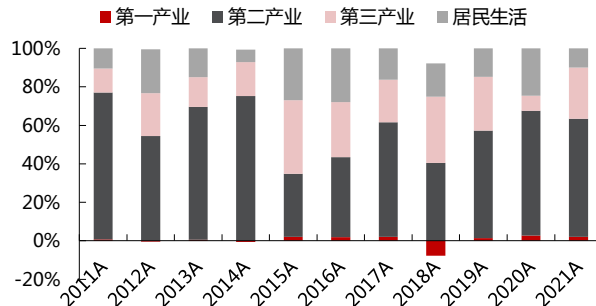
● 2021年全社会用电量结构 (单位：亿kWh)



● 2011-2021年分产业用电增量结构



● 2011-2021年分产业用电增量占比

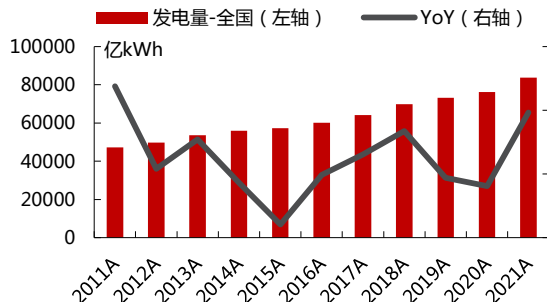


资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

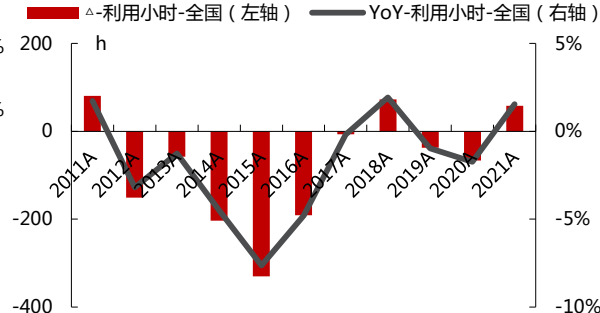
1.3 供给侧：来水不足、火电受限，“电荒”重现

- 2021年来水持续偏弱，导致水电出力捉襟见肘；核电相比上年同期仅新增两台机组，在机组检修等因素限制下，利用小时进一步提升空间有限；需求持续旺盛，供给侧仅靠煤电勉力支撑。但能耗双控、煤价飙升，均对煤电的出力形成制约，“电荒”再度上演。民生保供要求下，“限电”愈演愈烈，二产、三产均让位于民生需求。
- **电源投资**：主要电力企业合计完成投资1.05万亿元，同比增长2.9%，两年CAGR为14.5%。
- **新增装机**：全国新增装机容量1.76亿千瓦，同比下降7.9%，两年CAGR为31.6%。
- **装机容量**：全国装机容量23.77亿千瓦，同比增长7.9%，两年CAGR为8.7%。
- **利用小时**：全国发电设备累计平均利用小时3817小时，同比增长1.5%，两年CAGR为-0.1%。
- **发电量**：全国发电量8.38万亿千瓦时，同比增长9.8%，两年CAGR为6.9%。
- 与上年同期相比，水电占比下滑1.8个百分点至16.0%；而风电占比提高1.7个百分点至7.8%，基本完成对水电的补充；火电占比下滑0.5个百分点至67.4%；光伏占比提高0.5个百分点至3.9%；核电占比提高0.1个百分点至4.9%。

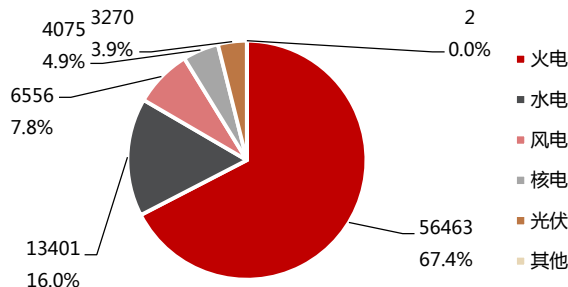
● 2021年全国发电量同比增长9.8%



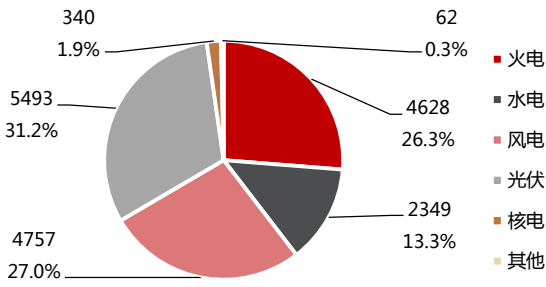
● 2021年全国发电利用小时同比增长1.5%



● 2021年分电源发电量结构 (单位：亿kWh)



● 2021年分电源新增装机结构 (单位：万千瓦)



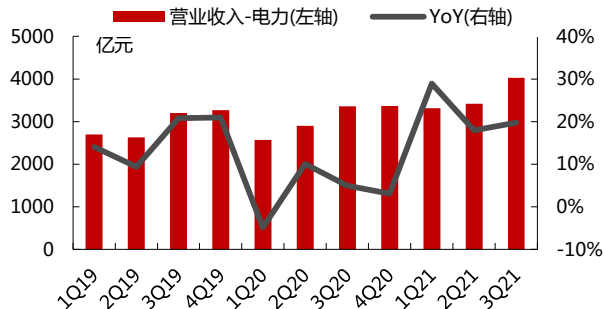
资料来源：国家统计局，国家能源局，中电联，民生证券研究院

1.4

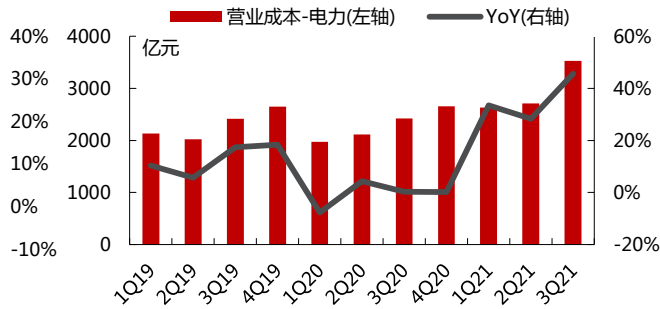
景气度：盈利快速恶化

- 2021年前三季度，电力行业84家上市公司中，实现归母净利润同比增长的有36家，另有2家公司扭亏为盈；有30家公司归母净利润同比下降，另有8家出现亏损、8家持续亏损。其中第三季度有24家公司实现归母净利润同比增长，另有3家扭亏为盈；归母净利润同比下降的有28家公司，另有20家出现亏损、9家持续亏损。
- 在各子板块中，2021年前三季度火电（含热电、生物质发电等）板块43家公司中，有12家实现归母净利润同比增长，有1家扭亏为盈，同比下降的有18家，另有8家出现亏损、4家持续亏损；水电（含地电等）板块的21家公司中有9家实现归母净利润同比增长，有1家扭亏为盈，同比下降的有11家；新能源（核电、风电、光伏发电）板块20家公司中，有15家实现归母净利润同比增长，同比下降的有1家，另有4家持续亏损。
- 2021年前三季度，全行业营业收入、营业成本、归母净利润同比分别增长21.8%、增长36.4%、下降25.3%。第三季度，全行业营收、成本、归母净利润同比分别增长19.8%、增长45.6%、下降66.8%，对比3Q19同期CAGR分别为12.1%、20.9%、-32.0%；毛利率、净利率分别为12.3%、4.0%，比3Q20分别回落15.6、12.7个百分点。

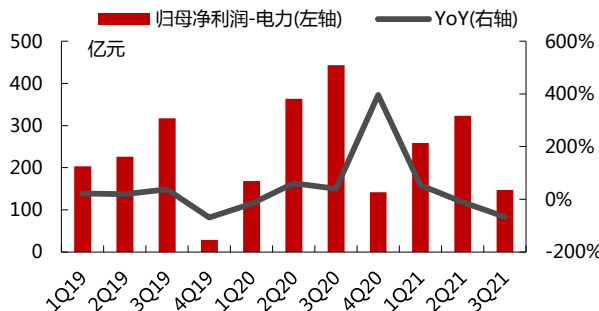
● 3Q21电力行业营业收入同比增长19.8%



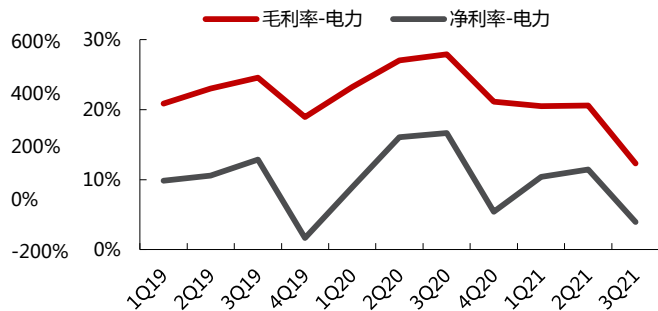
● 3Q21电力行业营业成本同比增长45.6%



● 3Q21电力行业归母净利润同比下降66.8%



● 3Q21行业毛利率、净利率同比下降15.6、12.7pct



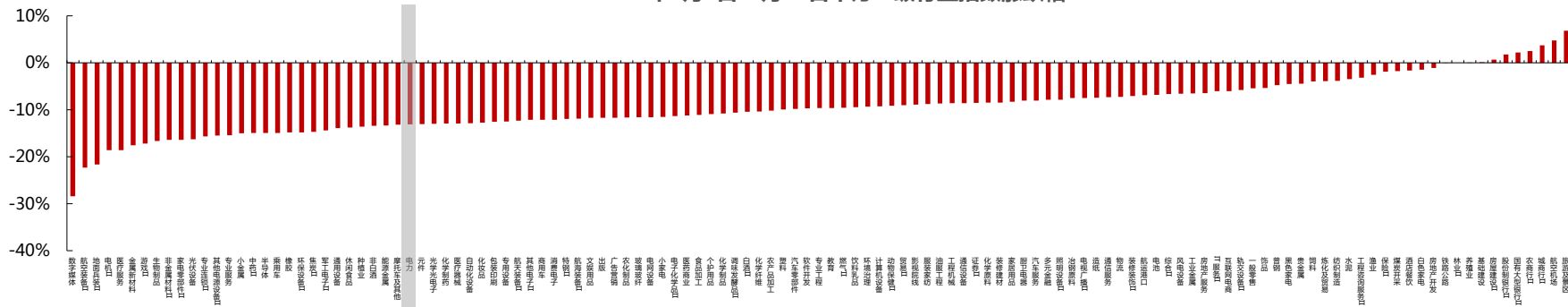
资料来源：Wind，民生证券研究院

02. 展望2022

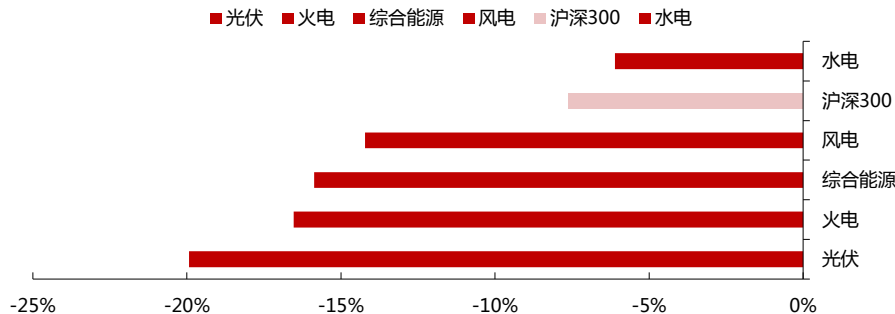
2.1

2022年1月市场回顾

● 2022年1月4日-1月28日申万二级行业指数涨跌幅



● 2022年1月4日-1月28日申万电力三级子行业指数涨跌幅



● 2022年1月4日-1月28日申万电力三级子行业涨、跌幅前2个股

申万三级行业		涨幅榜		跌幅榜	
水电	长江电力	-3.44%	闽东电力	-20.40%	
	梅雁吉祥	-7.07%	黔源电力	-18.83%	
火电	晋控电力	-2.93%	皖能电力	-25.90%	
	上海电力	-5.07%	华电能源	-24.04%	
风电	龙源电力（2022新股）	3.55%	江苏新能	-21.15%	
	三峡能源	-8.66%	节能风电	-20.73%	
光伏	*ST科林	0.99%	兆新股份	-29.35%	
	珈伟新能	-11.62%	晶科科技	-22.63%	
综合能源	惠天热电	4.33%	乐山电力	-21.60%	
	廊坊发展	1.95%	涪陵电力	-20.16%	

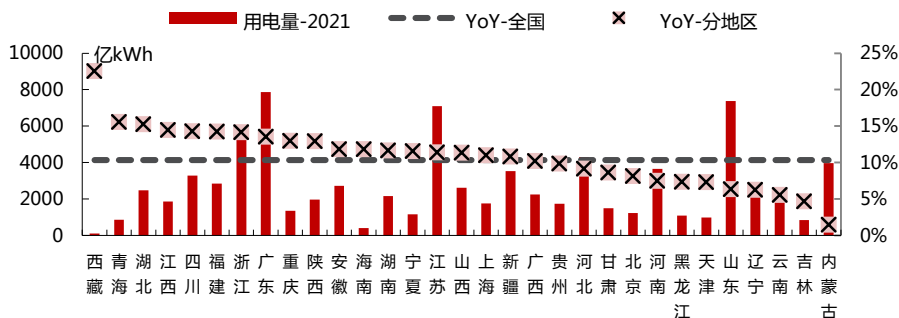
资料来源：Wind，民生证券研究院

2.2

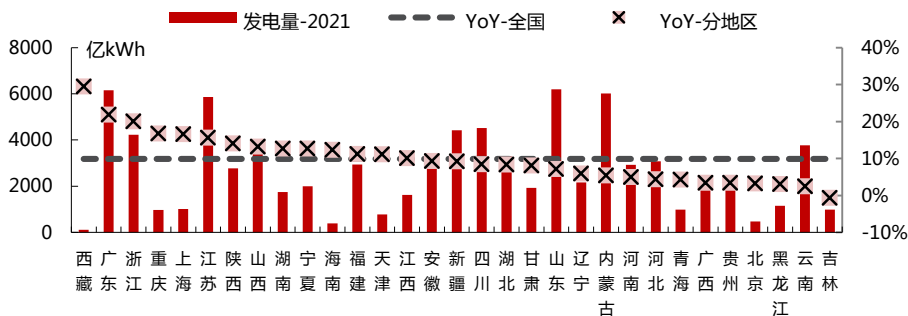
“现行”政策终获全面接受，电价突破上行关口

- 电力的紧缺在市场化交易制度下的电价变化中必然会得到体现。2021年8月17日，水电大省广西的电力交易中心发布《广西电力市场风险提示书》，表示因省内用电负荷激增，而高温、电煤紧张、电厂发电能力不足，广西进入电力、电量“双缺”的状态，率先宣布了“缺电量”时期的到来。
- 外来电的紧缺，造成对外依存度较高、且本地用电增速较快的广东、浙江、上海、江苏等发达沿海发达省份不得不挖掘本地机组的潜力，这些地区的装机结构基本以火电为绝对主力，而火电也是目前电力市场化交易的主体。2021年8月30日，广东省9月月度竞价交易成交均价回到**0厘/千瓦时**，结束了自2016年启动以来一成不变的下浮让利；9月26日，全国电力市场化交易规模最大的江苏省，10月份竞价交易因发电侧申报价格全部大于或等于428元/兆瓦时（较基准价上浮约10%），最终无一成交（**成交电量为0**）。
- 2021年9月10日，山东省发布《关于进一步做好全省2021年电力中长期交易工作有关事项的通知》，明确参与市场的燃煤发电电量，具体上网电价最高不超过现行燃煤发电基准价格的110%（434.4元/兆瓦时。这其实是对2019年10月21日国家发改委发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》进行了再次明确，但此前各地出于自身利益的考虑，均选择性地只执行了“下浮”，即使在已经出现“缺电”的情况下仍刻意忽视“上浮”条款的存在。此后，广东、安徽、福建、江苏等地陆续发出通知，重新明确了1658号文的相关条款。9月30日，广东发布10月月度交易结果，成交电量28.70亿千瓦时，统一出清价差为+4.53分千瓦时，即较基准价**上浮10%**。

● 2021年各省（区、市）用电量及其增速



● 2021年各省（区、市）发电量及其增速

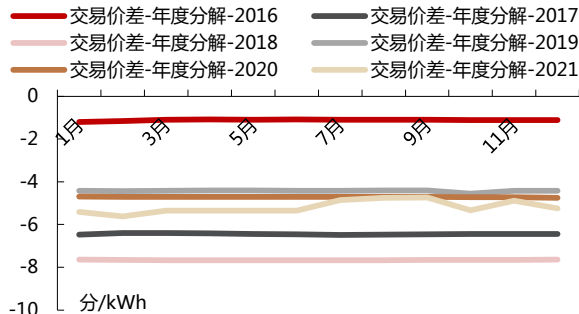


资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

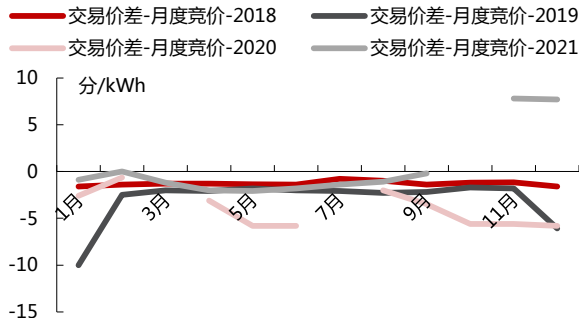
2.3 政策宽容度提升，电价开启上行周期

- 面对2021年迎峰度夏期间、尤其是9月份开始急剧扩散且愈演愈烈的“拉闸限电”现象。2021年10月11日，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，规定自10月15日起，
 - 燃煤发电量原则上**全部**进入电力市场；
 - 将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%**；
 - **取消**工商业目录销售电价。
- 将交易电价的波动范围由-15%至+10%扩大到-20%至+20%，虽然有实际情况倒逼的原因，但也体现了决策层对于电价上涨这一突破性变化的宽容度。从正面影响来看，煤电市场交易电价的上涨，理论上对于跨省区外送水电、核电等与市场交易相关联部分电量的电价水平有提升作用。但从负面影响来看，电价过快上涨对于下游用户将带来严峻考验，虽然不同用户的承受能力互不相同，但最终必然会影响到下游用户的用电需求。因此，电价的上涨大概率将是一个长期但缓慢的过程，而很难在短时间内实现阶跃式的提升。目前部分地区的2022年度电力市场交易结果陆续出炉，除个别地区顶格上涨外，总体仍保持相对克制，且不同电源类型的涨幅受交易结算机制影响并不相同。

● 2016-2021年广东年度双边月度分解交易电价价差

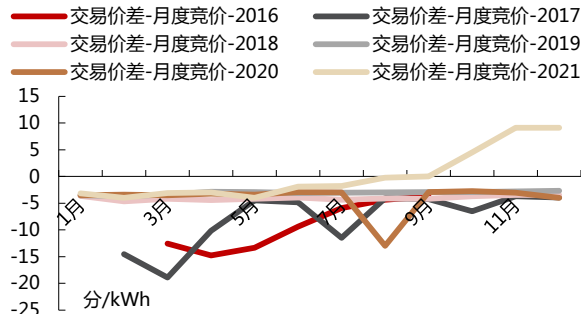


● 2018-2021年江苏省月度竞价交易电价价差

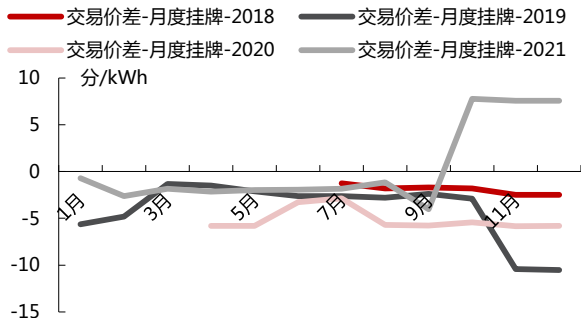


资料来源：广东电力交易中心，江苏电力交易中心，民生证券研究院

● 2016-2021年广东月度竞价交易电价价差



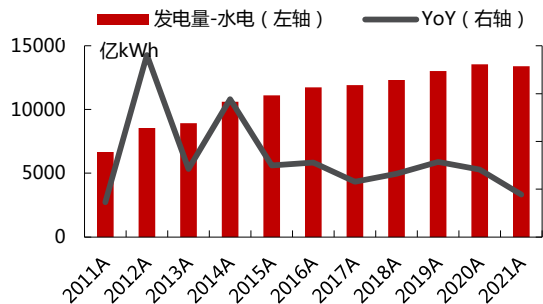
● 2018-2021年江苏省月度挂牌交易电价价差



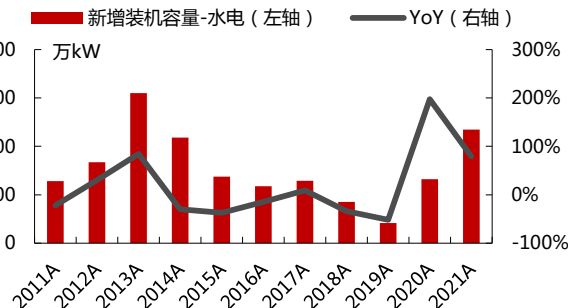
03. 各板块投资策略

3.1 水电：来水疲弱、雨露不均

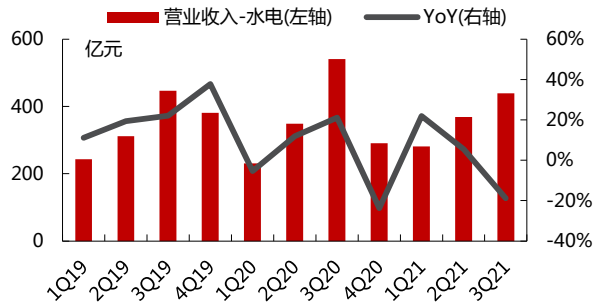
● 2021年水电发电量同比下降1.1%



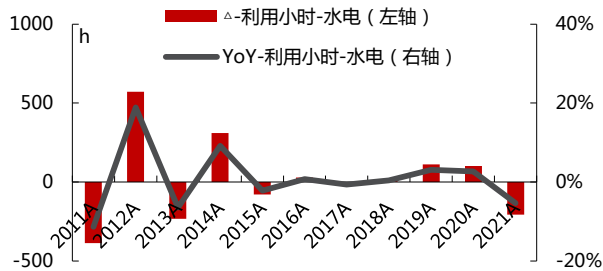
● 2021年水电新增装机容量同比增长79.0%



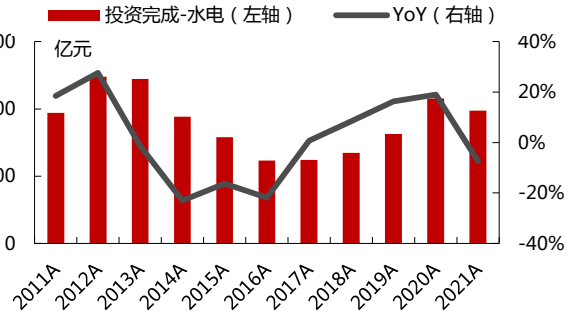
● 3Q21水电板块营业收入同比下降18.8%



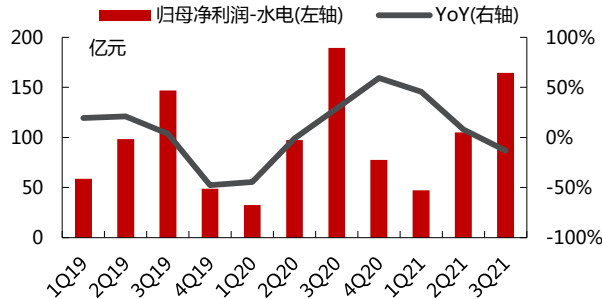
● 2021年水电利用小时同比下降5.4%



● 2021年水电完成投资同比下降7.4%



● 3Q21水电板块归母净利润同比下降13.1%



资料来源：国家能源局，中电联，Wind，民生证券研究院

3.1 水电：投产期过半，收获季开启

- 自2020年6月29日乌东德水电站首批两台机组正式投产起，此轮西南水电投产高峰期已持续了近一年半的时间。世所瞩目的金沙江下游乌东德、白鹤滩和雅砻江中游两河口、杨房沟这四大电站中，
 - **乌东德**：2021年6月16日，12台85万千瓦机组的最后一台投产，电站总装机容量达到1020万千瓦。
 - **白鹤滩**：2021年6月28日，16台100万千瓦机组中的首批两台机组投产发电；11月19日，第6台机组投产，成为三峡集团在长江干流建成投产的第100台水轮发电机组。投产后电站总装机容量达到600万千瓦，剩余10台机组计划在2022年7月前全部投产。
 - **两河口**：2021年9月29日，6台50万千瓦机组中的首批两台机组投产发电；12月22日，第5台机组投产，电站总装机容量达到250万千瓦。
 - **杨房沟**：2021年6月30日，4台37.5万千瓦机组中的首台机组并网发电；10月16日，最后一台机组投产，电站总装机容量达到150万千瓦。
- 此外，合计装机容量625万千瓦的金沙江上游川藏段苏洼龙、叶巴滩、巴塘、拉哇四个梯级电站中，苏洼龙已下闸蓄水，预计年内实现首机投产；叶巴滩和巴塘已实现大江截流、处于主体施工阶段；拉哇已进行隧道爆破，处于土建施工阶段。
- 从工程进度来看，在2021年“缺电”的大背景下，四个水电站的投产进度均明显加快，此前预测的收获期也相应提前，相关公司有望迎来新的业绩增长点。

● 2021-2025年云川水电公司（乌东德、白鹤滩）盈利预测

云川水电	2020A	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
营业收入（亿元）	35.38	91.93	240.82	264.22	276.97	277.15
营业成本（亿元）	32.01	92.30	131.31	146.32	146.32	146.35
毛利润（亿元）	3.36	-0.36	109.51	117.91	130.65	130.81
毛利率	9.5%	-0.4%	45.5%	44.6%	47.2%	47.2%
附加税及三项费用（亿元）	1.42	3.68	9.63	10.57	11.08	11.09
财务费用（亿元）	16.17	47.81	55.20	58.59	54.78	50.97
利润总额（亿元）	-14.22	-51.86	44.68	48.75	64.79	68.75
所得税税率	0.0%	0.0%	0.0%	2.3%	7.5%	7.5%
净利润（亿元）	-14.22	-51.86	44.68	47.66	59.94	63.60
净利率	-40.2%	-56.4%	18.6%	18.0%	21.6%	22.9%
EBIT（亿元）	1.95	-4.04	99.88	107.34	119.57	119.72
EBITDA（亿元）	28.61	73.99	194.57	213.15	225.38	225.53

● 2021-2025年雅砻江水电公司盈利预测

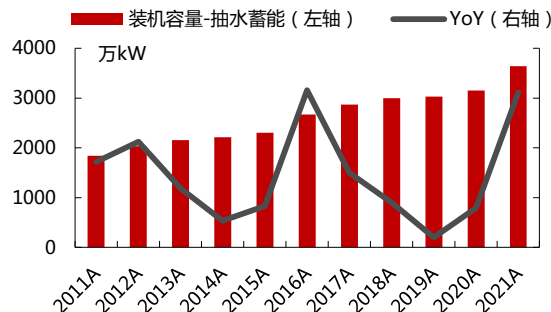
雅砻江水电	2020A	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
营业收入（亿元）	174.91	184.34	228.03	236.27	239.44	239.44
营业成本（亿元）	60.57	66.79	78.44	86.42	89.87	90.54
毛利润（亿元）	114.34	117.55	149.58	149.85	149.58	148.90
毛利率	65.4%	63.8%	65.6%	63.4%	62.5%	62.2%
附加税及三项费用（亿元）	9.94	11.47	14.00	14.59	14.69	14.69
财务费用（亿元）	25.36	29.67	34.15	37.51	37.75	36.00
利润总额（亿元）	75.56	76.41	101.43	97.85	97.14	98.20
所得税税率	17.5%	15.0%	13.0%	13.0%	14.0%	14.0%
净利润（亿元）	62.36	64.95	88.25	85.13	83.54	84.46
净利率	36.5%	36.5%	36.5%	36.5%	36.5%	36.5%
EBIT（亿元）	100.92	106.08	135.58	135.36	134.89	134.21
EBITDA（亿元）	140.54	149.72	187.62	194.83	197.54	197.54

资料来源：公司公告，Wind，民生证券研究院

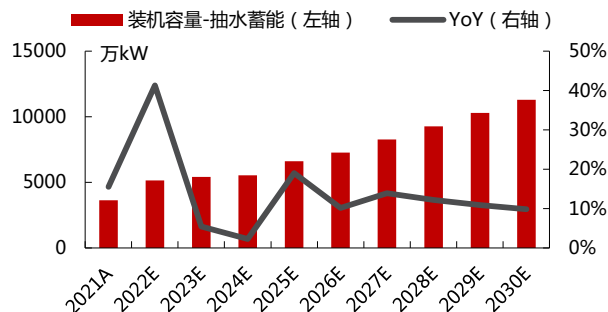
3.1 水电：抽水蓄能前景广阔，已成兵家必争之地

- 作为目前最成熟的调峰调频电源，随着碳中和目标的提出，风光的大规模开发打开了抽蓄的广阔前景。根据全球能源互联网发展合作组织（GEIDCO）的预测，到2030年抽蓄装机将达到**1.13亿千瓦**，2021-2030年CAGR达到**13.6%**，在2030年规划装机超1亿千瓦的各电源类型中，增速仅次于光伏的14.7%，甚至高于风电的11.0%。
- 此前抽蓄的发展始终不及预期，主要是因为抽蓄的价格机制、运营模式等不利于激发运营商的投资意愿。“3060”倒逼发展规划和电价机制得到明确。一方面稳定电网继续发展抽蓄的信心，并有望激发发电企业、甚至社会资本的投资热情；另一方面，容量电价机制将为辅助服务等电力交易市场参与方提供保障。2021年4月30日，国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，要求坚持并优化抽水蓄能**两部制电价**政策，健全抽水蓄能电站费用分摊疏导方式，强化抽水蓄能电站建设运行管理。
- 此外，2021年7月29日，国家发改委发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模，允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模。在有限的电网消纳承载能力限制下，风光运营商如果没有自建或合建的储能资源，则面临“弃电”或外购储能的两难境地，因此对抽蓄资源的争夺日趋激烈。

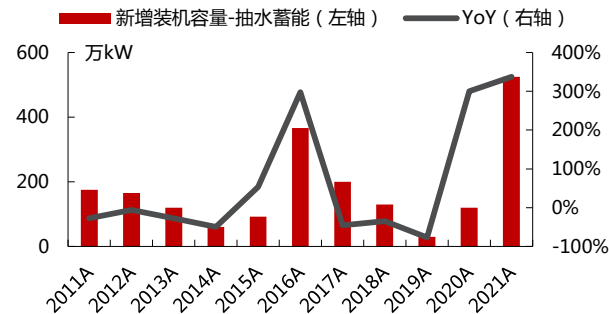
● 2011-2021年抽水蓄能装机容量



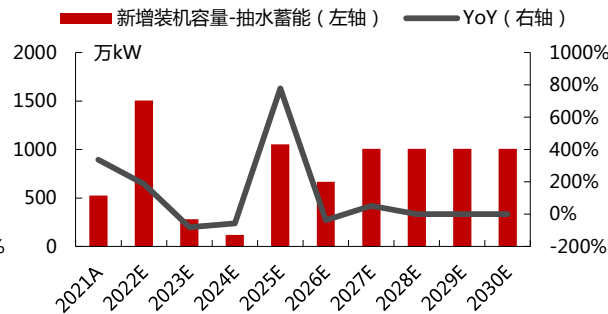
● 2021-2030年抽水蓄能装机容量预测



● 2011-2021年抽水蓄能新增装机容量



● 2021-2030年抽水蓄能新增装机容量预测



资料来源：国家能源局，中电联，GEIDCO，民生证券研究院

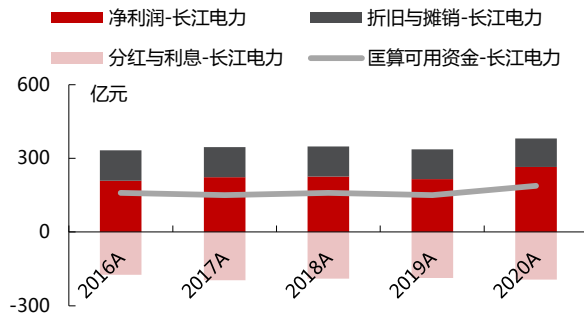
3.1 水电：强劲现金流支持，新能源转型或更具潜力

■ 根据净利润、折旧与摊销、分红与利息，匡算主要水电企业每年的可供支配现金流，假设这部分资金不参与偿还债务，全部用于投资风电、光伏项目；风、光项目平均造价5000元/千瓦，资本金比例20%。匡算结果如下：

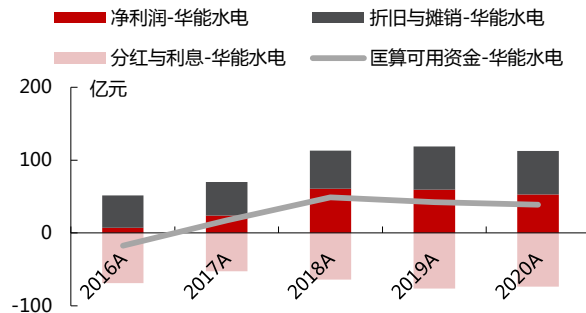
- **长江电力**：2018-2020年年均匡算可用资金166亿元，对应风光装机规模1660万千瓦。
- **华能水电**：2018-2020年年均匡算可用资金43亿元，对应风光装机规模430万千瓦。
- **国投电力**：2018-2020年年均匡算可用资金54亿元，对应风光装机规模540万千瓦。
- **川投能源**：2018-2020年年均匡算可用资金18亿元，对应风光装机规模180万千瓦。
- **桂冠电力**：2018-2020年年均匡算可用资金17亿元，对应风光装机规模170万千瓦。
- **黔源电力**：2018-2020年年均匡算可用资金6亿元，对应风光装机规模60万千瓦。

■ 由此可见，长江电力、华能水电、国投电力等水电公司均有实力参与这一轮水风光一体化的建设热潮。（具体测算可参见2021年11月29日发布的《电力行业2022年度投资策略：破关之后，电价何往》）

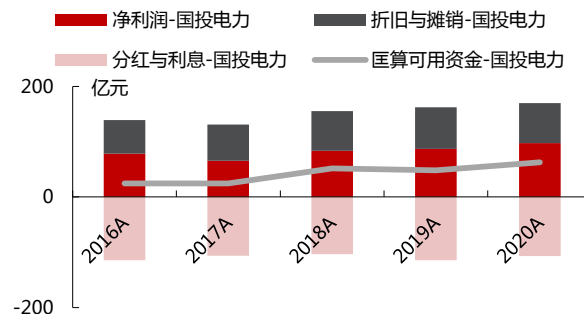
● 2016-2020年长江电力匡算可用资金



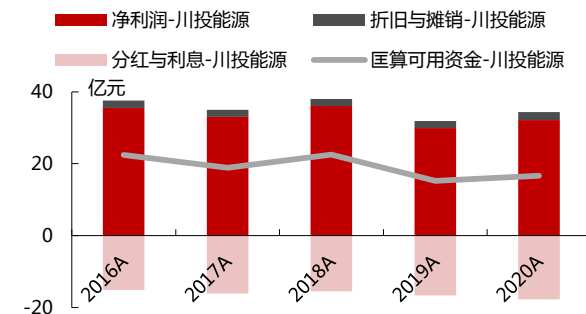
● 2016-2020年华能水电匡算可用资金



● 2016-2020年国投电力匡算可用资金



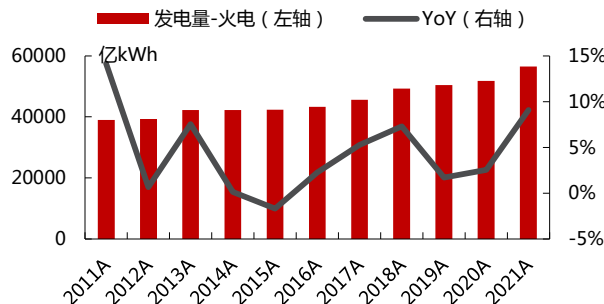
● 2016-2020年川投能源匡算可用资金



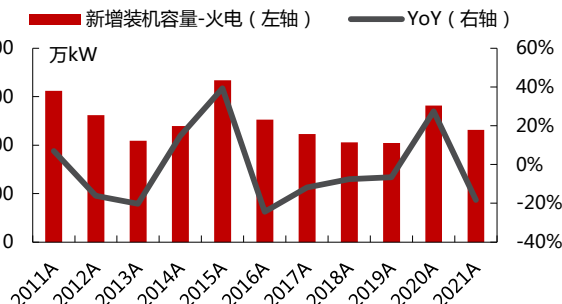
资料来源：公司公告，Wind，民生证券研究院

3.2 火电：“至暗时刻”再临

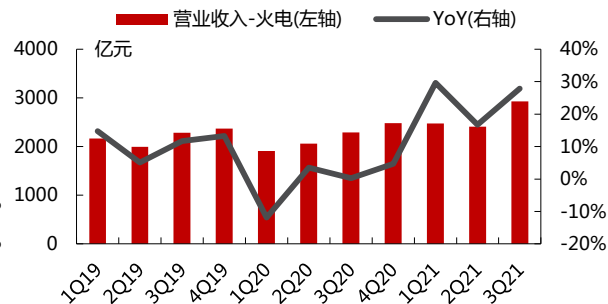
● 2021年火电发电量同比增长9.1%



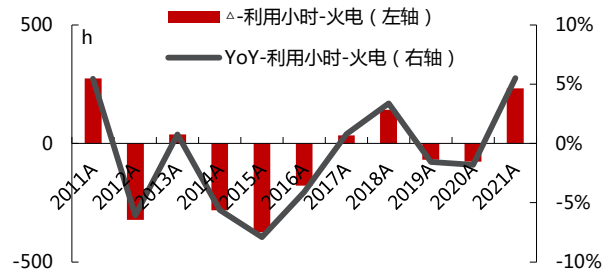
● 2021年火电新增装机同比下降18.2%



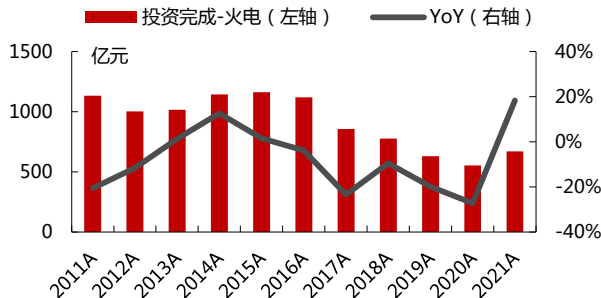
● 3Q21火电板块营业收入同比增长27.8%



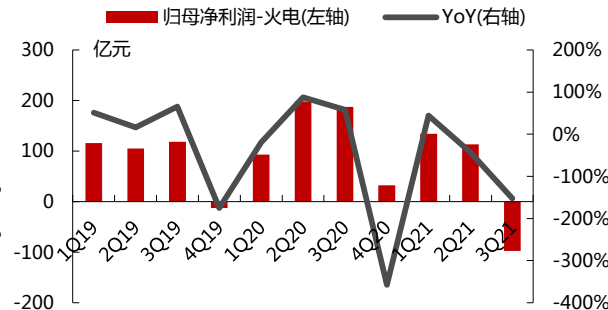
● 2021年火电利用小时同比增长5.5%



● 2021年火电完成投资同比增长18.3%



● 3Q21火电板块归母净利润同比下降152.2%

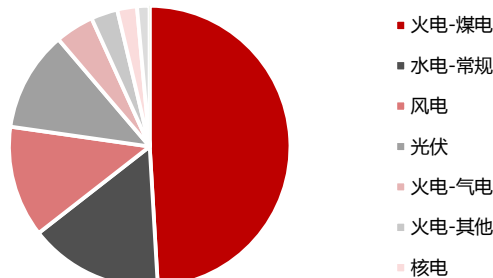


资料来源：国家能源局，中电联，Wind，民生证券研究院

3.2 火电：“逐步淘汰”变“逐步减少”，“电荒”倒逼政策反思

- 2021年11月13日，《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会（COP26）在英国格拉斯哥闭幕，大会达成决议文件，就《巴黎协定》实施细则达成共识。但在会议中，印度和中国拒绝一项呼吁“逐步淘汰”（phase out）燃煤发电的条款，将其改为“逐步减少”（phase down）。印度的选择不难预料，但中国的此番表态在国际上承受了相当压力。为何会做出这样的抉择，或许与2021年国内愈演愈烈的“限电”直至彻底爆发的“电荒”不无关系。
- 2021年10月29日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，对于煤电的存量和增量，分别做出了相应规划：
 - 存量：“十四五”期间降耗、供热、灵活性分别改造3.5、0.5、2.0亿千瓦；淘汰机组“关而不拆”，保持1500万千瓦的应急备用能力。
 - 增量：“十四五”期间，实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦；新建机组原则上超超临界、供电煤耗低于270克标准煤/千瓦时。
- 根据以上规划，预计2021-2025年年均新增煤电装机3000万千瓦；假设全部存量机组均执行“关而不拆”，则到2025年底，全国煤电总装机容量将达到12.30亿千瓦。

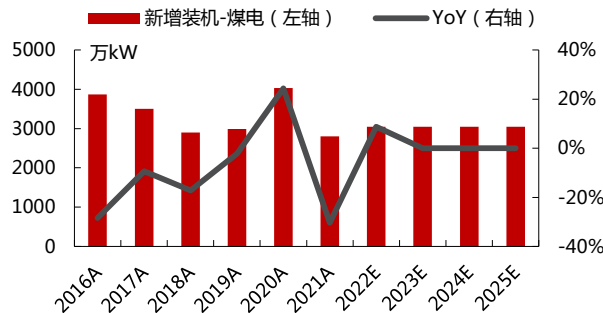
● 2021年全国电源装机容量结构（单位：万kW）



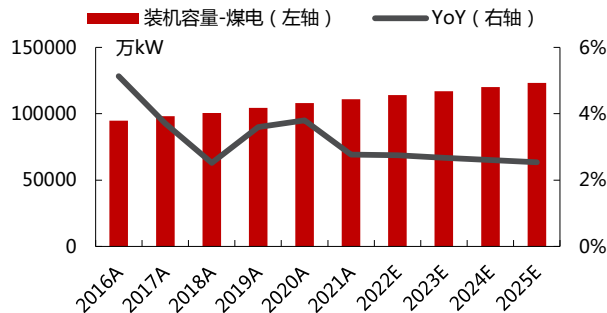
● 2021年全国电源发电量结构（单位：亿kWh）



● 2021-2025年煤电新增装机预测



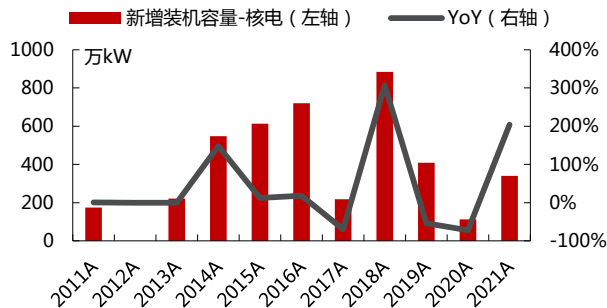
● 2021-2025年煤电装机容量预测



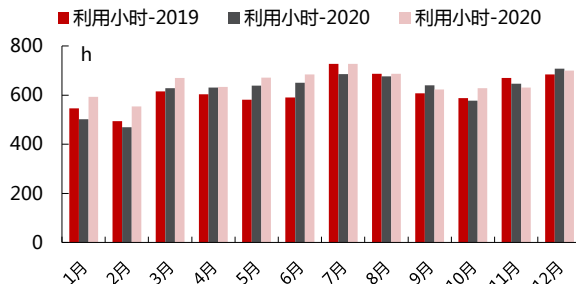
资料来源：国家发改委，国家能源局，中电联，民生证券研究院

3.3 核电：装机、利用小时双双提升

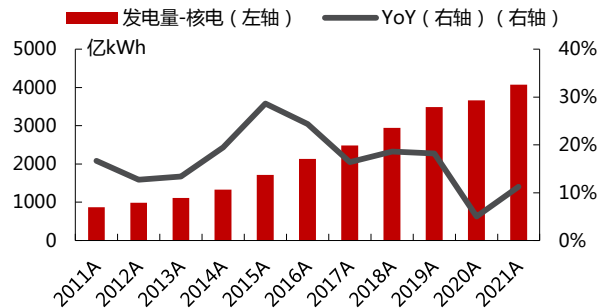
● 2021年核电新增装机同比增长203.9%



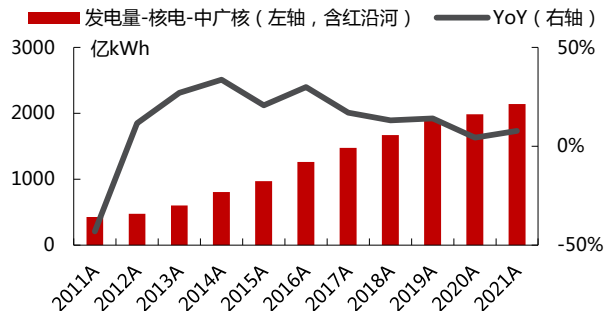
● 2019、2020、2021年单月核电利用小时对比



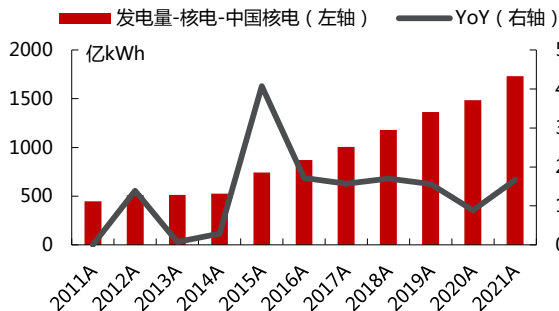
● 2021年核电发电量同比增长11.3%



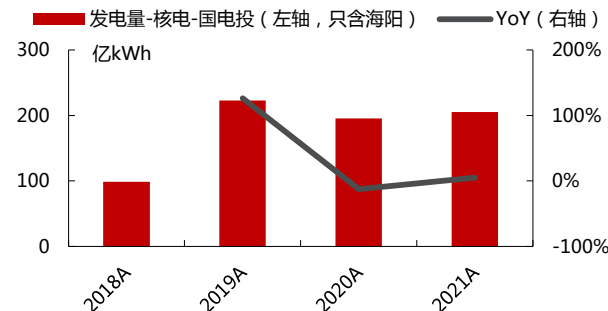
● 2021年中广核核电发电量同比增长7.8%



● 2021年中核核电发电量同比增长16.7%



● 2021年国电投核电发电量同比增长5.1%

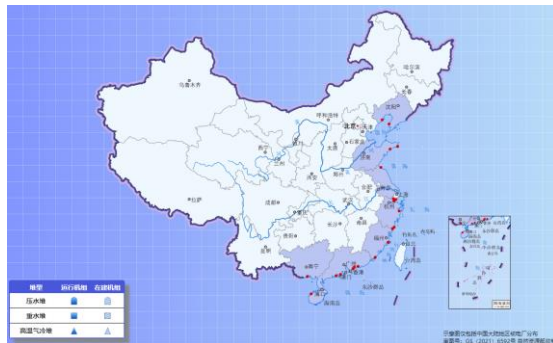


资料来源：国家能源局，中电联，公司公告，Wind，民生证券研究院

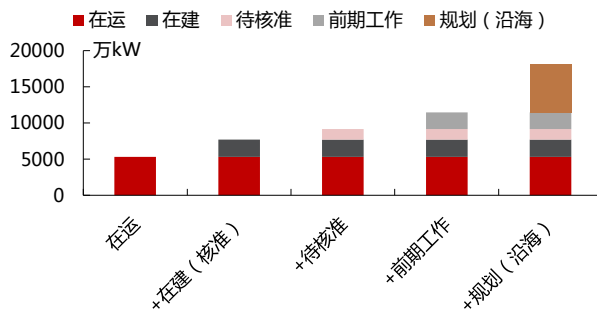
3.3 核电：投资持续回暖，但新机组审批仍待提速

- 核电作为零碳排放的电源类型，有助于优化能源结构，对于减排具有不可替代的作用。2021年核电工程完成投资额538亿元，达到近6年最高值，接近于“十二五”核电建设高峰期的水平；同比增长41.8%，2019-2021年同期CAGR达到26.8%。
- 2021年全年除了4月一次性核准了“4大1小”五台机组外，未有其他新机组获批放行，尤其需要注意的是全年没有一台新的“华龙一号”机组获批。目前，中广核有宁德三期、陆丰三期、防城港三期共6台机组在排队审批。
- 按照行业普遍预期的每年6-8台新核准机组数量，现有沿海厂址仍可支持10年左右的项目储备。如果现有这些沿海厂址全部使用后，未来国内核电的发展或许会朝着三个方向前进：
 - 内陆：第四代核反应堆技术的安全属性有望得到进一步加强，但现有多条技术路线尚未得到实际验证，短期内得到大规模推广的可能性较低。
 - 沿海煤电厂址替换：核电厂址要求与火电具有部分共通性，在煤电逐步减退的未来趋势下，现有沿海厂址的二次开发利用途径中，“以核代煤”或许是一条可行之路。
 - 海上浮动式小型堆：俄罗斯建造的浮动核电站已经在2020年投入运行，国内三大核电均有自己的相关技术储备，但现有应用场景相对有限。

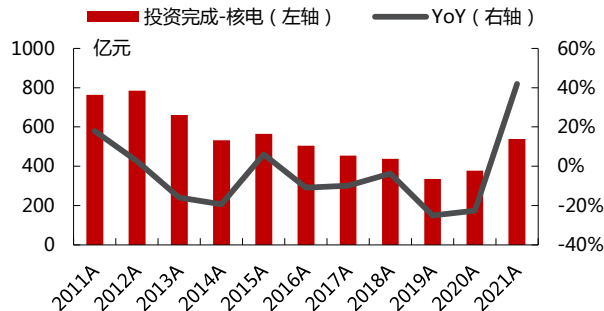
● 中国大陆地区在运、在建核电机组分布



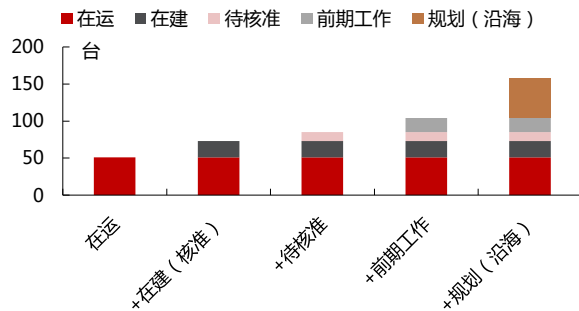
● 国内核电装机容量预测（截至2022年1月）



● 2021年核电投资完成额同比增长41.8%



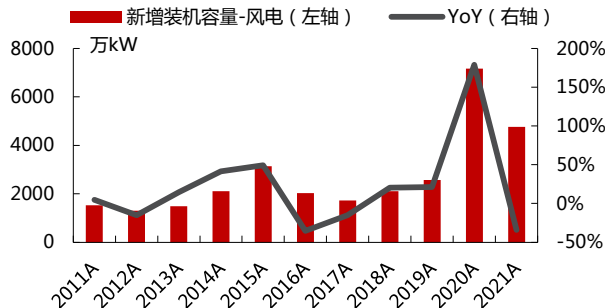
● 国内核电机组数预测（截至2022年1月）



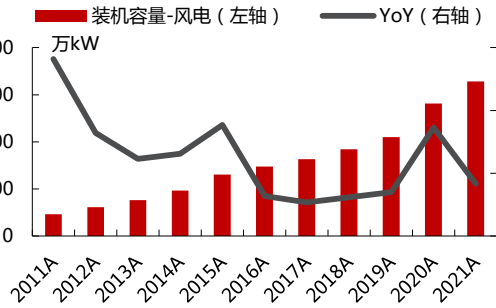
资料来源：生态环境部，国家核安全局，国家能源局，中电联，民生证券研究院

3.4 风光：装机增长推动，电量高歌猛进

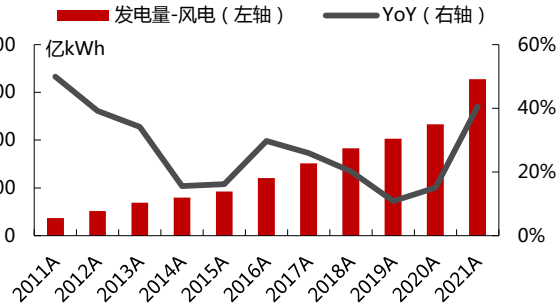
● 2021年风电新增装机同比下降34.0%



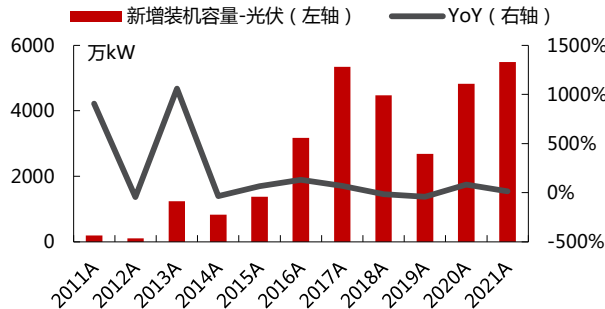
● 2021年风电装机容量同比增长16.6%



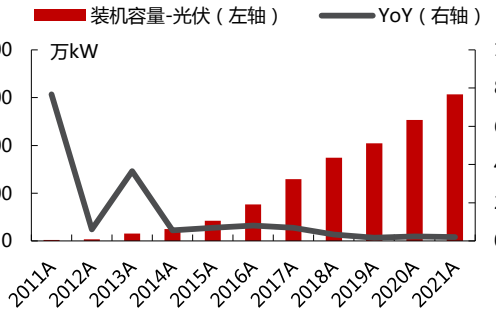
● 2021年风电发电量同比增长40.5%



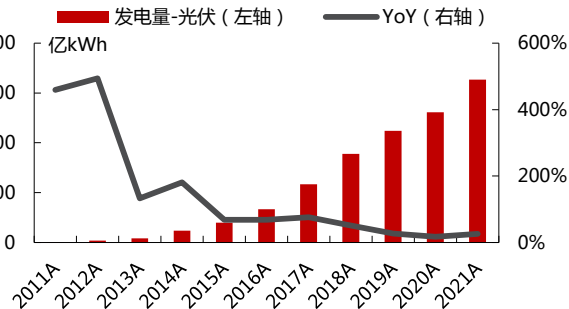
● 2021年光伏新增装机同比增长14.0%



● 2021年光伏装机容量同比增长20.9%



● 2021年光伏发电量同比增长25.2%



资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

3.4 风光：平价时代已至，补贴“堰塞湖”水位渐落

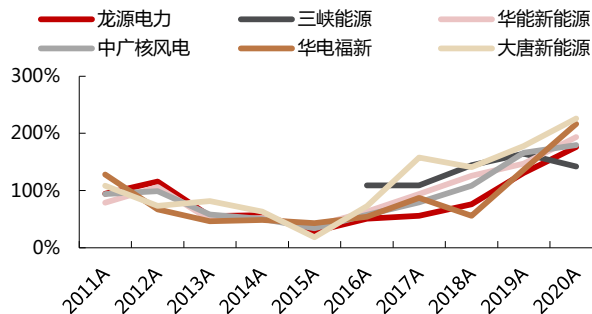
■ 在风电、光伏的上网电价结构中，煤电标杆电价占据着重要地位，超出煤电标杆电价的部分因为可再生能源补贴发放的延迟问题，导致运营企业产生了巨量的应收账款堰塞湖。以6家头部央企新能源运营商为例：

➢ **期末应收账款/当年经营净现金流**：6家公司在2020年度的比值在200%上下，大唐新能源和华电福新超过2倍；2016-2020年均值基本在1倍以上，仅龙源电力略低于100%。

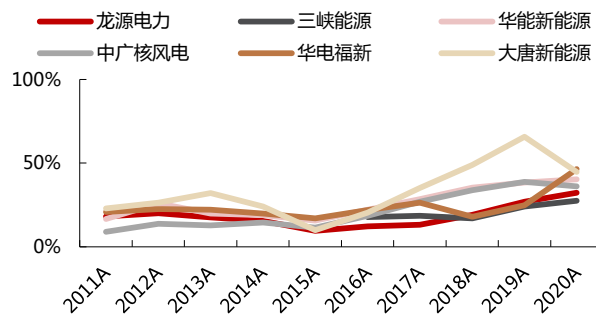
➢ **期末应收账款/期末净资产**：6家公司在2020年度的比值在40%上下，大唐新能源、华电福新、华能新能源超过40%；2016-2020年均值在30%上下。

■ 随着上网电价下调带来的新增补贴金额增长趋缓、存量补贴金额的稳步提升、平价项目的陆续投产，补贴造成的应收账款“堰塞湖”有望逐步回落。对比6家头部公司在2020年末和2019年末的应收账款情况，可以发现，有4家的期末应收账款增加值同比下降；仅华电福新和大唐新能源同比上升，其中华电福新部分原因在于2020年退市后整合集团内部资源、大量风光项目并表。平价上网减少了对补贴的依赖，风电、光伏将不再是报表好看、运营吃力的低质资产。

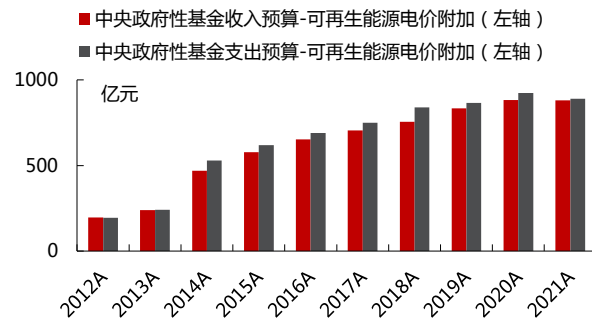
● 2011-2020年6家运营商应收账款/经营净现金流



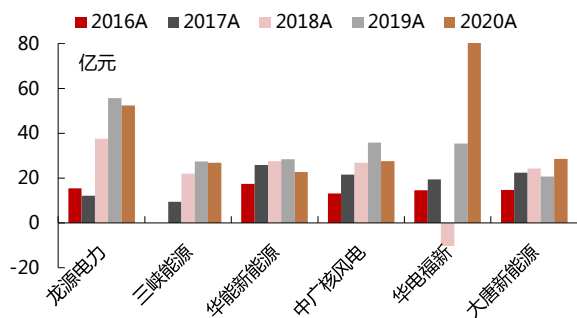
● 2011-2020年6家新能源运营商应收账款/净资产



● 2011-2020年可再生能源电价附加收、支预算



● 2011-2020年6家运营商年度应收账款增加值



资料来源：财政部，公司公告，Wind，民生证券研究院

3.4

风光：风光运营近似高周转化的水电

■ 对比6家头部新能源运营商和3家头部水电运营商的关键财务指标：

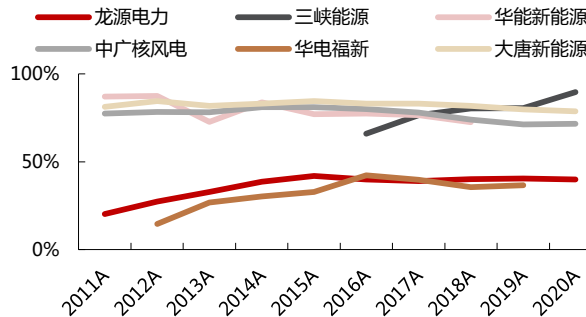
➢ **毛利率**：2020年，6家新能源运营商毛利率均值为47.9%，3家水电运营商均值为60.6%；2016-2020年6家新能源和3家水电企业的均值分别为46.9%、60.0%。剔除有一定规模火电资产的龙源电力和华电福新后，其余4家新能源运营商2020年毛利率均值为54.0%，2016-2020年均值为52.6%。

➢ **净利率**：2020年，6家新能源运营商净利率均值为24.0%，3家水电运营商均值为36.3%；2016-2020年6家新能源和3家水电企业的均值分别为22.7%、36.1%。剔除龙源电力和华电福新后，4家新能源运营商2020年净利率均值为27.5%，2016-2020年均值为25.5%。

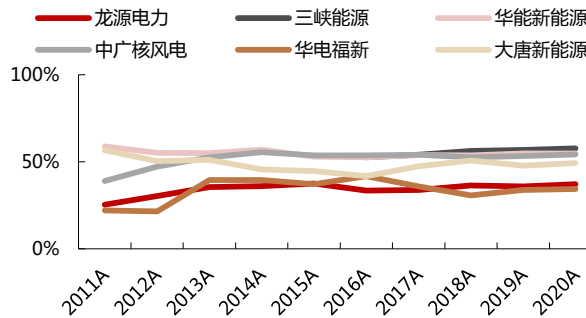
➢ **ROE**：2020年，6家新能源运营商ROE均值为8.8%，3家水电运营商均值为11.5%；2016-2020年6家新能源和3家水电企业的均值分别为8.9%、12.6%。

■ 由此可见，风电、光伏运营商的利润率水平接近于水电，大幅高于火电，甚至略高于同样有“印钞机”美誉的核电。随着补贴问题的逐步消解，风、光运营的丰厚利润将成为和水、核一样实实在在的强劲现金流。而考虑到项目的建设周期，风、光将类似高周转化的水电。

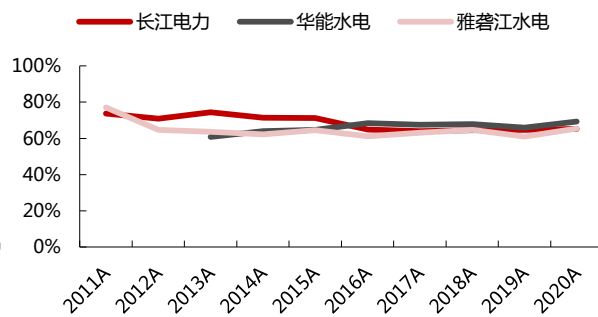
● 6家新能源运营商营业成本中折旧占比



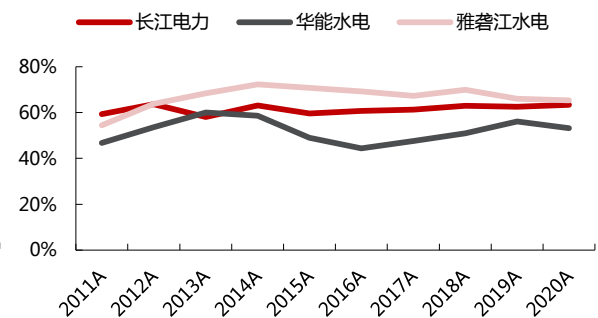
● 2011-2020年6家新能源运营商毛利率



● 3家水电运营商营业成本中折旧占比



● 2011-2020年3家水电运营商毛利率



资料来源：公司公告，Wind，民生证券研究院

04. 投资建议

- 从需求侧来看，2021年三产重新恢复高增长势头，虽二产需求同样旺盛，但此前受疫情影响的结构调整重回正轨。从供给侧来看，水、火受制于“原材料”，占比有所下滑，但对应份额均被风、光所填补。对电源的投资增速虽然放缓，但总量仍创新高，风、光的“抢装”依然存在。从政策导向看，价格信号对于投资和运营的指导作用不断提升。
- 水电板块推荐长江电力，谨慎推荐国投电力、华能水电；火电板块推荐申能股份；核电板块推荐中国核电，谨慎推荐中国广核；风光运营板块推荐三峡能源。

● 重点公司盈利预测与财务指标

代码	重点公司	现价 02/11	EPS			PE			评级
			20A	21E	22E	20A	21E	22E	
600900	长江电力	23.74	1.19	1.13	1.30	20	21	18	推荐
600886	国投电力	10.70	0.78	0.56	0.94	14	19	11	谨慎推荐
600025	华能水电	6.34	0.27	0.30	0.31	23	21	20	谨慎推荐
600642	申能股份	6.96	0.49	0.49	0.70	14	14	10	推荐
601985	中国核电	7.69	0.38	0.44	0.50	20	18	15	推荐
003816	中国广核	3.09	0.19	0.21	0.23	16	15	13	谨慎推荐
600905	三峡能源	6.91	0.18	0.20	0.29	38	35	24	推荐

资料来源：公司公告，Wind，民生证券研究院

05. 风险提示

- **需求下滑**：电力工业作为国民经济运转的支柱之一，供需关系的变化在较大程度上受到宏观经济运行状态的影响，将直接影响到发电设备的利用小时数。
- **价格降低**：下游用户侧降低销售电价的政策可能向上游发电侧传导，导致上网电价降低；随着电改的推进，电力市场化交易规模不断扩大，可能拉低平均上网电价。
- **成本上升**：煤炭优质产能的释放进度落后，且环保限产进一步压制了煤炭的生产和供应；用电需求的大幅增长提高了煤炭生厂商及供应商的议价能力，导致电煤价格难以得到有效控制；对于以煤机为主的火电企业，燃料成本上升将减少利润。
- **降水量减少**：水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况，而来水情况与降水、气候等自然因素相关，可预测性不高。
- **政策推进滞后**：政策对于电价的管制始终存在，仍有可能因为经济发展不及预期等原因调整电价政策；国内部分地区的电力供需目前仍处于供大于求的状态，可能影响存量核电机组的电量消纳、以及新建核电机组的开工建设。

THANKS 致谢

电力及公用事业研究团队：



分析师 严家源

执业证号：S0100521100007

邮件：yanjiayuan@mszq.com

民生证券研究院：

上海：上海市浦东新区浦明路8号财富金融广场1幢5F；200120

北京：北京市东城区建国门内大街28号民生金融中心A座19层；100005

深圳：广东省深圳市深南东路5016号京基一百大厦A座6701-01单元；518001

分析师声明：

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并登记为注册分析师，基于认真审慎的工作态度、专业严谨的研究方法与分析逻辑得出研究结论，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本报告清晰准确地反映了研究人员的研究观点，结论不受任何第三方的授意、影响，研究人员不曾因、不因、也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

评级说明：

投资建议评级标准	评级	说明
以报告发布日后的12个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的涨跌幅为基准。其中：A股以沪深300指数为基准；新三板以三板成指或三板做市指数为基准；港股以恒生指数为基准；美股以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准。	推荐	相对基准指数涨幅15%以上
	谨慎推荐	相对基准指数涨幅5%～15%之间
	中性	相对基准指数涨幅-5%～5%之间
	回避	相对基准指数跌幅5%以上
	推荐	相对基准指数涨幅5%以上
	中性	相对基准指数涨幅-5%～5%之间
	回避	相对基准指数跌幅5%以上

免责声明：

民生证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告仅供本公司境内客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅为参考之用，并不构成对客户的投资建议，不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，客户应当充分考虑自身特定状况，不应单纯依靠本报告所载的内容而取代个人的独立判断。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容而导致的任何可能的损失负任何责任。

本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，且预测方法及结果存在一定程度局限性。在不同时期，本公司可发出与本报告所刊载的意见、预测不一致的报告，但本公司没有义务和责任及时更新本报告所涉及的内容并通知客户。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问、咨询服务等相关服务，本公司的员工可能担任本报告所提及的公司的董事。客户应充分考虑可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一参考依据。

若本公司以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构独自为此发送行为负责。该机构的客户应联系该机构以交易本报告提及的证券或要求获悉更详细的信息。本报告不构成本公司向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议。本公司不会因任何机构或个人从其他机构获得本报告而将其视为本公司客户。

本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构或个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、转载、发表、篡改或引用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为本公司的商标、服务标识及标记。本公司版权所有并保留一切权利。